Ф.А.МАМЕДОВ

ОБУСТРОЙСТВО МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



БАКУ-1997

Ф.А.МАМЕДОВ

Азәрбајҹан нефтчиләринин фәхри олан Әләкбәр мүәллимә мүәллифдән һәдијјә 17.09.97

ОБУСТРОЙСТВО МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

БАКУ-Элм-1997

УДК 622.276

Научный редактор : д.т. н. Г. Г. Гумбатов

Рецензент : к.т.н. А. Р. Мустафаев ("Государственный Научно-Исследовательский и Проектный Институт "Гипроморнефтегаз")

Ф. А. МАМЕДОВ. Обустройство морских нефтяных и газовых месторождений. - Баку : Элм, 1997.-140 с.

ISBN 5 - 8066 - 0091 - 2

Впервые разработана принципиальная технологическая схема обустройства платформ, охватывающая все процессы и операции с кустами скважин, с применением всех способов эксплуатации при разных устьевых давлениях и различных характеристиках продукции. Рассмотрены использование индустриальных методов при разработке морских месторождений и созданы типовые схемы крупноблочного обустройства, оснащенные контрольно-измерительными приборами, средствами автоматизации и телемеханизации. Дано теоретическое обоснование и исследование работоспособности оборудования, научное обоснование гидравлических и тепловых режимов подводных нефтегазопроводов, а также причины возникновения вибрации на промысловом оборудовании при движении двухфазного потока. В работе также рассматриваются проблемы потери в системе сбора, подготовки и транспортировки нефти.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности и может быть использована студентами технических ВУЗ ов.

$$М \frac{1804060200-574}{655(07)-97}$$ грифное изд.

ВВЕДЕНИЕ

Прирост добычи нефти и газа на Каспийском море в ближайшей перспективе приходится на долю глубоководных морских месторождений Гюнешли, Чираг, Азери, Кяпаз, Карабах, Шах-дениз и пр. Рассмотрена концепция обустройства данных месторождений с учетом требований надежности технических систем и технических средств, экономии материальных ресурсов, техники безопасности и охраны окружающей среды при эксплуатации морских объектов. Разработаны принципиальные варианты возможного размешения объектов предварительной подготовки продукции месторождений, внутрипромыслового сбора, продукции глубоководных морских стационарных платформ, транспорта нефти и газа на береговые пункты сбора, размешение на морских месторождениях мощностей по компримированию газа. Выбраны оптимальные способы эксплуатации скважин.

Проблемы освоения и развития морских месторождений на Каспийском море нефтедобывающего комплекса сложны и многогранны. Вопросы, входящие в них охватывают необычайно широкий круг, важность каждого из них актуальна. Среди них проблема обустройства и исследования технологических основ промысловых систем сбора, транспорта и подготовки нефти. Важность этой проблемы объясняется в первую очередь тем, что основные средства от общего объема затрат на промысловое обустройство морских нефтяных месторождений приходятся на строительство систем промыслового сбора, транспорта, хранения и подготовки продукции скважин.

Успехи в открытии и в разработке, обустройства морских месторождений нефти и газа являются результатом творческого сотрудничества большого коллектива геологов, буровиков, разработчиков и строителей: А.К.Алиева, А.А.Али-заде, А.Д.Алиева, Н.А.Алиева, А.Д.Амирова, К.А.Аббасова, Н.А.Акперова, Б.К.Баба-заде, Н.Б.Бабаева, М.М.Велиева, С.А.Везирова,Б.А.Гаджиева,Г.Г.Гумбатова,Р.Я.Гасанова,А.А.Зейналова, Д.К.Ибрагимова, С.Д.Ибрагимова, Р.А.Курбанова, А.Х.Мирза-джанзаде,Б.М.Мамедова,М.К.Мамедова,Ф.А.Мамедова, Э.Г.Мамедова,А.А.Мовсумова, А.А.Нариманова, С.А.Оруджева, Ф.И.Самедова, А.Б.Сулейманова, Р.К.Сеид-Рза, Х.Б.Юсуф-заде и

другими.

Быстрый темп освоения морских месторождений на Каспии требовал ускоренного проведения соответствующих работ. Поэтому в ряде случаев, когда процессы были очень сложны, а их детализация привела бы к натурным исследованиям с целью получения исходных данных для проектирования, исследования начинались с натурных промысловых работ.

В других случаях пришлось пойти по пути комбинированного подхода, то есть лабораторных, расчетных и стендовых испытаний. При этом применяется, по возможности, такой способ расчета, который соответствовал бы точности решения поставленных задач.

На основе применения промысловой геологии, подземной гидродинамики, вычислительной математики, отраслевой экономики, такая постановка позволила создать проекты разработки ряда крупных уникальных морских месторождений Нефт Дашлары, Гум Адасы, Бахар, Сангачалы-Дуваный-дениз, Хара-Зиря, Булла-дениз.

Если проблемы разработки нефтяных месторождений будет уделяться достаточно внимания, то проблеме техники и технологии-внимания меньше, проблеме же обустройства нефтяных месторождений уделяется его совершенно недостаточно. Имеющиеся в этой области работы относятся к исследованию отдельных технологических процессов. Естественна целесообразность постановки комплексных задач по исследованию промыслового сбора и транспортировки продукции скважин с учетом двухфазного потока в нефтепроводах и коммуникациях, потери давления, резкого изменения температурного режима и создания пульсации при этом.

1. ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ СБОРА И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

1.1.Концепция и принципиальные решения обустройства месторождений

В промышленных объемах морская добыча нефти и газа настоящее время осуществляется только на Каспии. В связи со значительной выработанностью ресурсов нефти и газа на суше Азербайджанской Республики доля добываемых на море нефти и газа в топливно-энергетическом балансе республики на ближайшие 20-30 лет будет основной.При этом развитие морской нефтегазодобычи в республике обусловлено вводом в промышленную разработку и обустройство крупных нефтяных месторождений на глубоководных и значительно удаленных от береговых баз участках моря. [66].

Анализ зарубежного опыта нефтегазодобычи на мировом континентальном шельфе и эксплуатации первого в стране глубоководного месторождения "Гюнешли" показывает, что рассматриваемой перспективе основным способом освоения ресурсов нефти и газа глубоководных месторождений на Каспийском море будет оставаться их разработка кустами скважин, размешенных на глубоководных морских стационарных платформах (ГМСП), а способом транспортировки продукции м/р трубопроводный. Применение альтернативных вариантов (подводное закачивание скважин и подводное обустройство, применение плавучих технических средств для сбора и транспорта нефти), учитывая реальные возможности отечественной машино - и судостроительной промышленности, в ближайшее время не может достичь промышленных масштабов. К изложенному следует добавить, что в республике сложилась мощная строительная индустрия по изготовлению, транспортировке и монтажу в море опорных блоков ГМСП.

В то же время известно, ГМСП являются очень дорогостоящими гидротехническими сооружениями. Ограниченность размеров их площади предъявляет особые требования к номенклатуре осуществляемых в море технологических процессов и их мощностей, к применяемым на ГМСП техническим средствам, оборудованию и системам управления, их компоновке и функциональным показателям надежности в морских условиях,

к пожарной и экологической безопасности , а также безопасности ведения работ на ГМСП.

Опыт, приобретенный за время разработки месторождения Гюнешли, свидетельствует о том, что в отечественной практике отсутствуют достаточно эффективные методы и технические средства для освоения и разработки месторождений на акваториях моря указанных глубин. При этом опыт, накопленный на старых, мелководных месторождениях, в силу ряда причин не может быть распространен на глубоководные месторождения. [62]

Зарубежная практика и отечественный опыт нефтегазодобычи на континентальном шельфе показывают, что повышение технико-экономических показателей обустройства и эксплуатации глубоководных и значительно удаленных от береговых баз месторождений Каспийского моря должно осуществляться по следующим направлениям:

- увеличение количества скважин на кусте с целью сокращения общего количества глубоководных морских стационарных платформ (ГМСП) на месторождении;
- многоярустное размещение на ГМСП технологического оборудования для бурения скважин и добычи, сбора и подготовки к транспорту продукции скважин с целью сокращения площади и металлоёмкости платформ;
- широкое применение блочно-комплектного автоматизированного оборудования и его размещение в блок-модулях с целью индустриализации и сокращения сроков строительно-монтажных работ в море;
- широкое внедрение автоматизации и телемеханизации технологических процессов и АСУ ТП с целью повышения безопасности ведения работ и осуществления технологических процессов на ГМСП, а так же противопожарной безопасности.

В зависимости от энергетической характеристики пластов, отдаленности месторождения от береговых баз и глубины моря в акватории месторождения определенная часть объектов обустройства размещается в море. На номенклатуру технологических процессов, осуществляемых на морских объектах, существенное ограничение наряду с площадями ГМСП накладывает так же отсутствие в отечественном производстве малогабаритного, высокой единичной мощности оборудования для сбора, подготовки и транспорта продукции скважин. [64]

Учитывая значительную удаленность от береговых баз и большие глубины моря, для месторождений Гюнешли, Чыраг, Азери, Кяпаз приняты следующие принципиальные решения по нефтегазопромысловому обустройству:

- разработка месторождений размещенными на ГМСП кустами нефтяных скважин;
- осуществление автономно, на каждой ГМСП, сепарации газа от жидкости, предварительного обезвоживания и насосной откачки нефти в газонасыщенном состоянии с остаточной обводненностью, подготовки и закачки в нагнетательные скважины отделившейся пластовой воды;
- осуществление по лучевой схеме внутрипромыслового сбора нефти и газа и распределения по ГМСП газлифтного газа;
- трубопроводный внешний транспорт нефти и газа на береговые пункты сбора, подготовки и переработки;
- компримирование и осушка газа по влаге для транспорта и газлифта на отдельных морских технологических платформах (МТП), размещенных в акватории месторождений;
- автономное энергоснабжение ГМСП с использованием двухтопливных двигатель-генераторов и котлов.

Внедрение указанных решений при обустройстве месторождений обеспечит:

- эксплуатацию месторождений в строгом соответствии с проектом (технологической схемой) разработки;
- рациональное использование природных и экономное расходование материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов;
- обоснованно минимальное количество технологических процессов и нефтегазопромысловых сооружений в море.

С целью реализации принятых технико-технологических решений по обустройству глубоководных месторождений разработана технологическая схема добычи, сбора и подготовки нефти, газа и пластовой воды на ГМСП. Определены оптимальные параметры технологических аппаратов и технические требования к ним. На основе разработки вариантов компоновки оборудования в блок-модулях верхних строений платформ (ВСП) выявленых их массо-габаритные размеры.

В связи с ограниченностью площадей ВСП и отсутствие возможности размещения всего эксплуатационного комплекса на первом ярусе предусмотрено обустройство на ГМСП эксплуатационным комплексом в две очереди. После завершения бурения скважин и демонтажа буровых блок-модулей должно проводиться дообустройство ВСП комплексом подготовки пластовой воды, блоком сепаратора газлифтного газа и установкой распределения газа по газлифтным скважинам, или решается строительством многоярустных платформ. [1]

Разработаны исходные технические требования на создание и освоение в производстве блочного автоматизированного в морском исполнении оборудования разделения газоводонефтяной эмульсии, подготовки для закачки в пласт пластовой морской воды, насосов для нагнетания воды водозабора и пожаротушения, блочно-комплектной автоматизированной электростанции с газодизельным приводом, блочно-комплектной компрессорной станции с центробежными компрессорами и газотурбинным приводом и др.

Внедрение принятых технических и технологических решений позволит существенно повысить технико-экономические показатели обустройства глубоководных месторождений и обеспечит стабильные уровни добычи нефти и газа.

1.2. Индустриализация обустройства нефтяных месторождений

Условия добычи нефти и газа на море редко отличается от условий на суше:

- сбором и транспортом высоко-вязкой и тяжелой нефти, а также продукции газоконденсатных скважин по подводным трубопроводам под большим давлением;

- зависимостью доставки персонала на объекты от погоды;

- нерешенными вопросами строительства на стационарных платформах компрессорных и электрических станций большой мощности;

- возможностью индустриализации обустройства путем строительства укрупненных блоков без ограничения в весе и в габаритах;

- вибрацией, высокой влажностью и температурой,затрудняющими нормальную эксплуатацию приборов и устройств контроля и автоматики.

Ввод в эксплуатацию новых месторождений технически и экономически целесообразен путем бурения на стационарных платформах куста эксплуатационных скважин.

Количество скважин в кусте, учитывая специфические особенности эксплуатации нефтяных и газовых месторождений на акваториях Каспийского моря, должно быть как можно большим.

Это позволит снизить капитальные затраты и поднять производительность труда.

На платформах с кустом скважин будут оправданы установки осушки газа и подготовки нефти, резервуары для хранения нефти и компрессорные станции для дожатия газа, установки по очистке воды и насосные для закачки её в пласты, электростанция и вертолетная площадка, резервуар и устройства для беспричального налива танкеров нефтью.

Разведочные скважины экономически целесообразно и технически возможно бурить с плавучих платформ разного типа.

Однако ранние разведочные скважины, из-за отсутствия флота плавучих буровых установок в необходимом количестве будут в основном буриться со стационарных платформ.

После опробования и освоения разведочные скважины будут введены в опытно-промышленную эксплуатацию.

Следовательно, наряду с обустройством платформ с кустами скважин, будут обустраиваться и платформы с одиночными скважинами.

Ниже приведен график зависимости металлоёмкости, капитальных вложений и количества платформ от числа скважин в кусте на примере обустройства месторождений Гюнешли (рис.1).

Из этого графика следует, что целесообразнее строить платформы с большим количеством скважин.

Все месторождения обустроены по однотрубной схеме. Почти на всех месторождениях построены транспортные эстакады, по которым проложены трубопроводы.

Если при сборе и транспорте по однотрубной схеме маловязкой нефти с водой и газом не наблюдались затруднения, то таковые появляются с ростом вязкости жидкости и давления

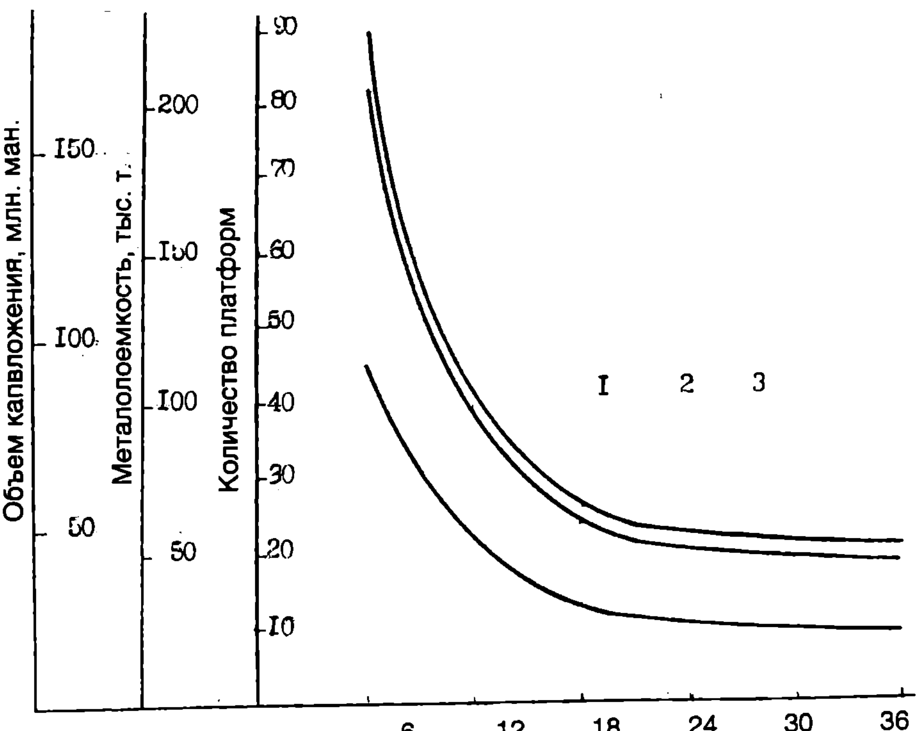


Рис. 1 Эффективность разработки глубоководного месторождения кустовым методом на примере структур "Гюнешли" и "Чираг"

на сборных и магистральных трубопроводах. Эти затруднения, легко преодолимые с помощью путевых подогревателей при прокладке теплоизолированных труб по эстакадам, вызывают частые закупорки труб при сборе и транспорте продукции скважин по подводным трубопроводам из-за отсутствия реагентов-депрессаторов. [37]

В настоящее время нефтяные и газовые месторождения обустроены с учетом постоянного присутствия операторов у обслуживаемых технологических объектов или с учетом возможности быстрой доставки их на объекты, расположенные на площадках, соедененных транспортными эстакадами.

На месторождениях, обустроенных транспортными эстакадами, постоянный персонал находится только на крупных объектах типа НСП и, следовательно, на них обеспечивается сравнительно более высокая производительность труда.

В связи с тем, что большинство новых месторождений расположено на глубоководных акваториях (более 20м) и назначительном удалении от берега (несколько десятков км) освоение их с помощью транспортных эстакад требует больших капитальных расходов и продолжительный, измеряемый годами, период строительства.

Поэтому дальнейший рост добычи нефти и газа на акваториях морей будет осуществлен в основном путем строительства платформ. Если продолжать обустраивать все возможные месторождения на Каспийском море по существующей схеме с применяемым ныне оборудованием, то для освоения перспективных месторождений потребуются десятки тысяч вахтенных работников, т.к. присутствие обслуживающего персонала на платформах будет необходимо до тех пор, пока не будут созданы работоспособные в морских условиях приборы телеконтроля и автоматического управления, позволяющие перейти на дистанционное управление технологическими объектами.

Для увеличения производительности труда персонала, обслуживающего морское месторождение, месторождения на море необходимо обустраивать с наименьшим количеством отдельно стоящих технологических объектов путем укрупнения и кустования их, а сами объекты должны быть комплексно автоматизированы и подключены к автоматической системе управления.

По мере освоения бурения скважин с большим отклонением от вертикали и решения вопросов эксплуатции наклонных скважин, количество скважин на отдельных платформах будет возрастать, а количество платформ необходимых для разбуривания месторождения, будет уменьшаться.

Распространяя на новые месторождения характерные показатели эксплуатирующихся, отметим следующие специфические особенности обустройства нефтегазовых месторождений на акваториях Каспийского моря: рост добычи нефти и газа будет обеспечен в основном бурением скважин с стационарных платформ, т.е. возможностью бесперебойного, не зависимого от времени года, сбора и транспорта продукции скважин большинства новых месторождений по подводным трубопроводам, к которым будут необходимы дополнительные мероприятия к схеме инженера Везирова.

Большие запасы нефти и газа распределяются по структурам, освоение которых с помощью стационарных надводных платформ будет экономически нецелесообразно и технически почти неосуществимо. Следовательно, предстоит освоение техники сбора и транспорта продукции подводных промыслов. [45]

На организацию сбора и транспорта нефти и газа потребуется большие капвложения, для освоения которых в сжатые сроки с минимальными трудовыми затратами необходимы укрупненные комплексно-автоматизированные технологические блоки, а количество технологических объектов должно быть сведено к минимуму. [51]

В соответствии с намеченными перспективными условиями работы на новых месторождениях, проектные и научно-исследовательские отделы института работают над решением следующих проблем:

- сбор и транспорт продукции нефтяных и газоконденсатных скважин, пробуренных с учетом специфических особонностей сбора и транспорта по подводным трубопроводам высоко вязкой нефти, газа и воды под высокими давлениями;

- сбор и транспорт продукции скважин, пробуренных с плавучих буровых платформ;

- разработка конструкций укрупненных технологических блоков, приспособленных для работы в морских условиях, с учетом автоматизации, телеуправления и т.п.;

- строительство подводных трубопроводов из труб большого диаметра, на высокие рабочие давления, уложенных на больших глубинах и в подводных траншеях;

- сооружение резервуарных парков на основаниях;

- разработка мероприятий, предотвращающих загрязнение окружающей среды, а также очистку воды от песка и нефти;

- электро - и теплоснабжение технологических объектов на море;

- дожатие и подготовка газа к транспорту на индивидуальных и групповых установках осушки;

- подготовка нефти до товарных кондиций с закачкой воды в пласты;

- организация опробования, освоения и опытно-промышленной эксплуатации разведочных скважин без загрязнения моря и в сжатые сроки.

Для введения индустриальных методов при разработке морских нефтяных месторождений необходимо создание типовых схем крупноблочного обустройства, оснащенных контрольно-измерительными приборами, средствами автоматизации и телемеханизации. [59]

Трудоёмкость и специфичность обустройства каждого месторождения определяется особенностями добычи нефти-различием технологических условий эксплуатации скважин, транспорта, физико - химических свойств продукции, многочисленностью и разбросанностью технологических устройств. [50,51]

Индустриализация обустройства по оптимальной для каждого месторождения схеме сбора, подготовки и транспорта продукции скважин обеспечивается применением типовых блочных технологических схем и установок.

На рис. 2 схематично представлен вариант размещения на морских основаниях автоматизированной комплексной технологической линии добычи нефти и газа из нефтяной скважины с применением типовых блочных установок, разработанных в институте "Гипроморнефтегаз".

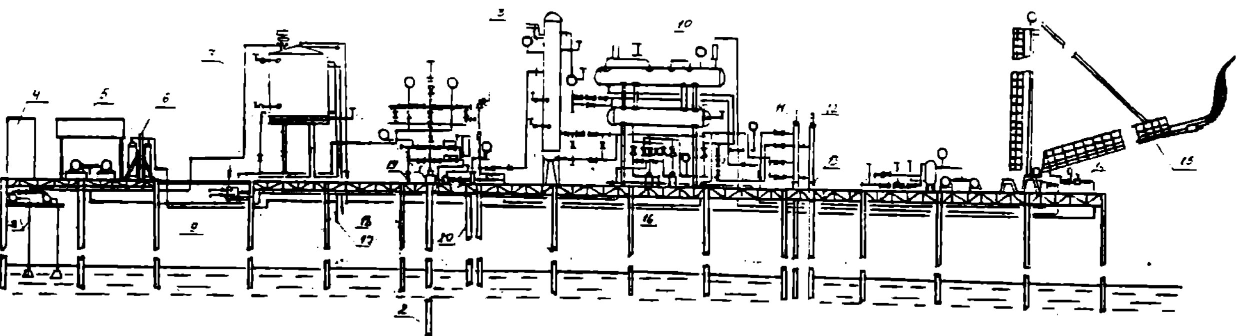


Рис. 2 Размещений автоматизированной комплексной технологической линии добычи нефти и газа на морских основаниях

На схеме показаны основные блоки и установки:

- скважина с манифольдом;
- блоки сепарации, замера и продувки;
- блок задвижек со стояками ;
- емкости дизельным топливом;
- блок воздушных компрессоров;
- блок операторов;
- блок дизель-генераторов;
- рампы баллонов инертного газа;
- подъемный факел;
- блок насосов противопожарного назначения ;
- емкость сбора промышленных стоков.

Продукция скважины, оснащенной забойным отсекателем и пакером поступает в сепарационно-замерную установку, где происходит сепарация нефти от газовой фазы. Газ из сепаратора поступает в газовый стояк, а нефть в жидкостной стояк. На стояках установлены линейные отсекатели. Далее продукция скважины поступает по подводным трубопроводам на морской нефтесборный пункт. [37]

Во время продувки продукция скважины направляется в продувочный блок для отделения газа от жидкости. Газ из продувочного блока направляется на факел для сжигания, что исключает загрязнения моря, а нефть направляется в резервуар-накопитель и после окончания продувки откачивается одним из насосов в жидкостную линию.

Для поддержания постоянного горения факела предусматривается запальник, в который поступает газ из сепаратора через понижающий давление редуктор. Перед зажиганием запальника факел продувается инертным газом из баллонов рампы. Инертный газ используется также для предотвращения образования взрывной смеси в ёмкостях для топлива при пожаре.

Схема манифольда скважины позволяет производить операции, связанные с проведением профилактических операций, а в аварийных случаях заглушать скважину. Это осуществляется подключением заливочного агрегата к линии манифольда скважины. Кроме того, предусматривается перевод скважины с фонтанной на газлифтную эксплуатацию, это осуществляется подачей газа из ближайщей газоконденсатной скважины по линии. [32]

Водяные насосы предназначены для технических нужд и пожаротушения.

Энергоснабжение морской скважины осуществляется двумя дизель-генераторами, расположенными под навесом. Дизель-генераторное топливо хранится в ёмкости, налив его производят с танкера по линии. В случае перелива дизельное топливо поступает обратно из ёмкости в танкер по линии.

Для предотвращения загрязнения моря нефтью предусмотрена ёмкость для сбора промышленных стоков. В частности, в неё поступает нефть из линии во время замены штуцеров, при отборе проб и утечки из насосов.

Для воздухоснабжения пневматических средств КИП и А предусмотрен блок, состоящий из двух воздушных компрессоров, ёмкости, вентилей и регулирующего клапана.

Бытовое помещение включает команду отдыха, радиоузел и операторную со щитом КИП и А.

1.3.Новая технологическая схема обустройства стационарных платформ для добычи нефти и газа в море

Основным условием при расширении объемов добычи нефти и газа на морских площадях является надежная охрана окружающей среды от загрязнения с целью сохранения природных богатств, а также максимально возможное сокращение числа требующихся гидротехнических сооружений на акваториях и автономность стационарных платформ в течение определенного периода. [46]

В данной работе рассматривается разработанная принципиальная схема обустройства стационарных платформ и расположения технологического оборудования для добычи нефти и газа на морских месторождениях. [13]

При проектировании стационарных платформ основным фактором является выбор и компановка бурового и эксплуатационного оборудования на малой площади и создание условий для демонтажа установленного оборудования и монтажа нового, а также обеспечение условий безопасности в процессе бурения и эксплуатации. Определение оптимальных размеров платформ зависит от достигнутой степени надежности оборудования, наличия средств автоматизации, габаритов применяемого оборудования, а главное - от их компановки на платформе.[16]

На морских месторождениях проходят опытно-промышленные испытания более десяти видов различных блочных установок по добычи нефти и газа по проектам института "Гипроморнефтегаз". За последние годы в объединении изготовлено и установлено на морских площадях более ста блочных установок для добычи нефти и газа. К ним относятся блоки опробования и освоения скважин; замера и операции; продувки и сбора промышленных стоков; гашения пульсаций и манифольда; топлива и метанола; дизель-генераторов и насосов; резервуаров и беспричального налива танкеров. [23]

Однако все эти технологические блоки, обспечивая отдельные операции и процессы, в основном предназначены для обустройства платформ с одиночными скважинами в соответствии с технологическими схемами обустройства месторождений. Уровень автоматизированного управления и контроля за операциями и процессами на этих блоках крайне недостаточен из-за отсутствия работоспособных в морских условиях приборов и устройств контроля и автоматики, а также регуляторов уровня и давления (рабочее - 10,0 МПа и выше)

Опыт многолетней эксплуатации технологических схем обустройства месторождений Нефтяные Камни, Бахар, Сангачалы, Дуванный-море, а также результаты опытно-промышленной эксплуатации отдельных технологических блоков подтверждают проблемы индустриализации обустройства морских нефтяных и газовых месторождений путем внедрения крупноблочных технологических установок.

В настоящее время Объединением и институтом "Гипроморнефтегаз" ведутся работы по проектированию блочных технологических установок для обустройства стационарных платформ комплексом оборудования для бурения, освоения, эксплуатации, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа с учетом всех требующихся при разработке месторождений операций и процессов. [19]

Комплексное решение проблемы возможно при разработке технологических схем как для бурения, так и для добычи с учетом компоновки и монтажа всего потребного оборудования на многоярусных платформах, обеспечивающих одновременное бурение и эксплуатацию пробуренных скважин.

Разработанная новая технологическая схема обустройства стационарной платформы для добычи нефти и газа предоставлена на рис. . Схема предусматривает следующие основные технологические процессы в области добычи:

по нефти - замер дебита по каждой скважине и учёт добычи нефти всех скважин, расположенных на данной платформе;

первая степень сепарации от газа;

отделение свободной воды и механических примесей с последующей обработкой и утилизацей песка;

обработка нефти ингибиторами для предотвращения отложений парафина и снижения вязкости;

откачка нефти дожимными головными насосами по подводным магистральным трубопроводам на береговые пункты обработки;

по газу - замер дебита каждой скважины и учет объема добычи всех скважин на платформе;

двухступенчатая осушка, дожатие газа до давления 10,0 МПа, охлаждение с доведением точки росы до -5^{0}С; транспортировка его по подводному магистральному газопроводу на береговые сооружения;

отделение конденсата и жидких фракций, транспортировка их на сушу со смешением с сырой нефтью или раздельно по подводному трубопроводу;

обработка ингибитором против гидратообразованием;

использование части газа в качестве топлива для выработки электроэнергии на платформе, а также применение газа в закрытом газлифтном цикле компрессорных скважин;

сброс как концевого газа, так и всего газа на факел при аварийных ситуациях и ремонтных работах на коммуникациях;

по воде - отделение пластовой воды от механических примесей, очистка от нефтепродуктов, обработка поверхностно-активными веществами и ингибитором против коррозии, закачка дожимными насосами в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления;

забор морской воды, обработка ингибитором против коррозии и обескислораживание, использованием для технического и противопожарного водоснабжения, а также закачка дожимными насосами в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления в тех случаях, когда нельзя применять для этого пластовую воду.

С целью охраны окружающей среды от загрязнения на платформе предусматриваются устройства для сбора промышленных стоков и капельной нефти в местах, где возможны пропуски. Как обязательное условие, все скважины должны обо-

оборудоватся забойными и устьевыми отсекателями. [23]

Для обеспечения нормальной и бесперебойной работы описанного комплекса техники и технологии добычи на платформе должны функционировать следующие вспомогательные сооружения и оборудования:

блок по выработке и обеспечению потребителей на платформе электроэнергией-газотурбинные или дизель-генераторные электростанции;

комплекс оборудования и инструмента для производства геолого-технических мероприятий и ремонта скважин;

лаборатории для исследования скважин и производства геофизических работ;

механическая мастерская для текущего ремонта;

комплекс средств аварийной эвакуации обслуживающего персонала, техники безопасности и охраны труда;

складские помещения и сооружения для обеспечения автономности платформы основными материально-техническими ресурсами в течение 2-3 недель;

блоки пожарных насосов, инертного газа и прочего противопожарного оборудования и инвентаря;

бытовой блок для отдыха и досуга обслуживающего персонала на платформе;

вертолетная площадка;

блок телефонной связи и радиосвязи.

При разбуривании морских площадей отдельнными скважинами, или с малым количеством их на платформе (в зависимости от характеристики продукции и параметров скважин), технологическая схема обустройства платформы будет изменяться применительно к уменьшению количества операций и процессов, выполняемых на платформе с соответственным сокращением количества крупноблочных установок.

Проведение геолого-технических мероприятий и ремонт скважин при этом целесообразно осуществлять передвижными установками и специальными судами.

Автоматизацию технологических процессов добычи нефти до создания специально сконструированных для работ в морских условиях приборов и устройств автоматики предлагается осуществить серийными приборами в обычном, тропическом и в виброустойчивом исполнении.

1.4.Некоторые особенности разработки морских нефтегазовых месторождений

На шельфе Каспийского моря накоплен богатый опыт строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений, опыт разведки и разработки морских нефтяных и газовых месторождений. Тем не менее некоторые проблемы разведки и разработки морских месторождений не имеют апробированных научно-технических основ, ещё не сформулированых многие основные принципы разработки месторождений с учетом характера и сроков службы гидротехнических сооружений. [65]

На шельфе Каспийского моря наиболее широкое применение нашли гидротехнические сооружения эстакадного типа с приэстакадными площадками и отдельные основания, на которых расположены скважины и нефтегазопромысловое хозяйство. Сроки службы гидротехнических сооружений с учетом применения различных способов антикоррозийной защиты и капитального ремонта составляют 20-25 лет. Фактические же сроки разработки морских месторождений намного превышают сроки службы гидротехнических сооружений. [39,52]

Увеличение сроков разработки месторождений требует вложения дополнительных средств на востановление и капитальный ремонт гидротехнических сооружений, что требует значительных средств.

Для глубин моря до 30 м имеются технические средства, разработана технология и практически возможно производить капитальный ремонт, укрепления, реконструкцию, со строительством дополнительных гидротехнических сооружений для бурения новых скважин спустя 20-25 лет эксплуатации. При глубине моря 100 м и более технических средств и опыта капитального ремонта глубоководных многоярусных платформ ещё недостаточно. [4]

Появляется необходимость более высокой степени извлечения нефти и газа из новых крупных месторождений уплотненной первоначальной сеткой скважин с максимально возможным количеством их на платформах. Сроки службы платформы должны состовлять не менее 50 лет без учета капитального восстановительного ремонта.

При разработке многопластовых месторождений соотношение между числом выделенных в разрезе базисных и возвратных горизонтов необходимо принимать таким, при котором извлекаемые запасы нефти и газа могли бы быть реализованы в сроки, определяемые сроками службы гидротехнических сооружений. [45,53]

Многие месторождения на акватории Каспийского моря находятся в стадии завершения разбуриванием и разработкой, что позволяет дать оценку правильности определения сетки скважин с учетом сделанного вывода. Расстояние между добывающими скважинами в рядах в проектах разработкиосновных горизонтов (ПК и КаС) юго-западного крыла месторождения Нефтяные Камни принималось равным 200 м, между рядами 180-300 м, а между рядами добывающих и нагнетательных скважин 350-500 м.

Принятые сетки должны были обеспечить выработку запасов основных базисных объектов в течение 12-14 лет. Однако фактически при таких сетках (6 -11 га/скв) сроки разработки оказались более 20 лет. Позже были составлены проекты разработки возвратных горизонтов, что ещё более продлило сроки разработки месторождения до 30 лет и более при сроках службы гидротехнических сооружений менее 25 лет. При этом средняя площадь, приходящаяся на одну скважину, по месторождению в целом составляло 16,8 га. [54,56]

Подобные сетки некоторыми исследователями рассматриваются как чрезмерно плотные. Однако анализ данных разработки большинства морских нефтегазовых месторождений показывает, что только при первоначальной уплотненной сетки можно обеспечить рентабельню разработку морских месторождений с учетом сроков службы гидротехнических сооружений.

Независимо от метода обустройства и способа разработки морских месторождений нефти и газа основным строительным объектом является куст скважин.

Количество скважин в кусте определяется тремя основными параметрами:

принятой сеткой скважин на разрабатываемом объекте;

количеством одновременно разрабатываемых базисных горизонтов;

достигнутым уровнем бурения наклонно-направленных скважин с учетом требований эксплуатации.

До настоящего времени при определении сетки добывающих скважин для морских месторождений пользовались теми же методами, что и для месторождений суши.

В зависимости от величины отклонения ствола наклонно-направленных скважин и принятой сетки в каждом отдельном случае количество скважин в кусте будет разное. На акватории Каспийского моря количество скважин в кусте при прочих одинаковых условиях колеблется от 4 до 30 из-за указанных выше условий. В результате этого разработан ряд унифицированных многоярусных стационарных платформ для обустройства морских нефтяных и газовых месторождений. [24]

Из опыта эксплуатации более 2500 наклонно-направленных скважин на месторождениях Каспийского моря наиболее приемлемое отклонение в насоящее время как для обеспечения безаварийной проводки и заканчивания, так и длительной эксплуатации является 700-800 м, хотя некоторые скважины пробурены при отклонении забоев от вертикали до 1500 м и более.

При проектировании разработки нефтегазовых месторождений в основном рассматриваются схемы расположения скважин на разрабатываемом объекте, представленные на рис.3 (схемы А, Б, В).

Рассмотрим эти схемы с точки зрения бурения запроектированных скважин со стационарных кустовых платформ.

I. В центре расположена вертикальная скважина, а остальные наклонно направленные скважины в виде круговых батарей скважин расположены на концентрических окружностях вокруг центральной (рис. 3).

Количество круговых батарей скважин, а также расстояния между ними и между скважинами определяет количество скважин, которое может быть пробурено с одной стационарной кустовой платформы.

Количество круговых батарей скважин зависит от достигнутого уровня отклонения от вертикали наклонно направленных скважин в данном районе и от принятого расстояния между батареями скважин.

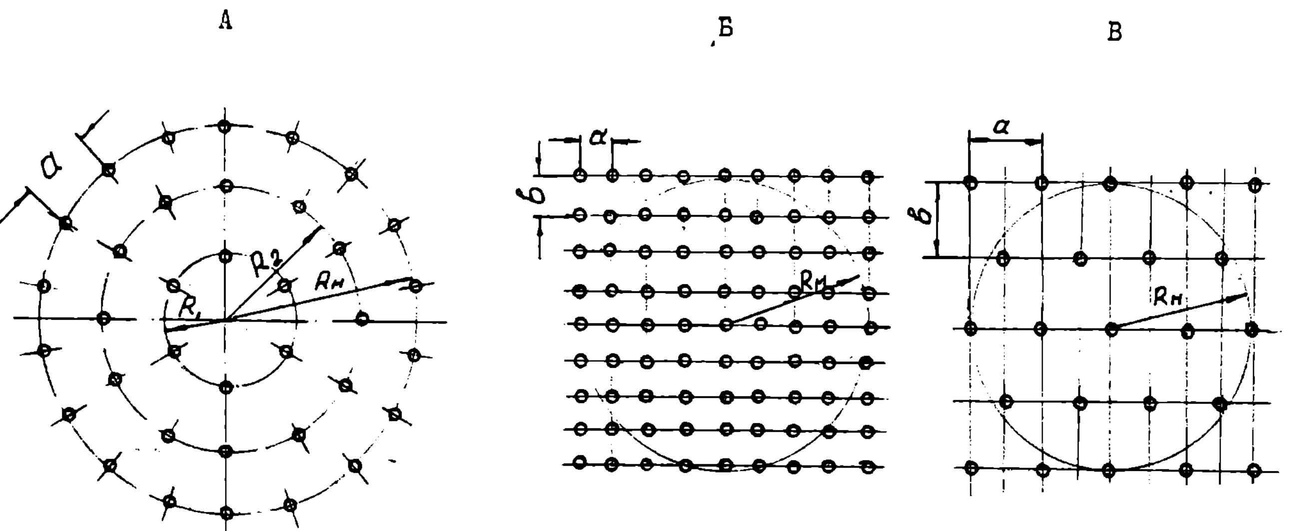


Рис. 3 Схемы размещения скважин на месторождении
А - в виде круговых батарей
Б - по прямоугольной или квадратной сетке
В - по треугольной сетке

Количество скважин в каждой круговой батарее скважин, т.е. на каждой концентрической окружности, определяется по нижеприведенной формуле:

$$n_i = \left\{ \frac{180}{\arcsin \frac{1}{2} * \frac{a_i}{r_i}} \right\} \qquad (1)$$

где **i** - порядковый номер круговой батареи скважин от центра; n_i - количество скважин в **i** - й от центра круговой батареи скважин; a_i - расстояние между скважинами в **i** - й от центра круговой батареи скважин , м; R_i - радиус **i** - й от центра круговой батареи скважин,м.

Количество скважин $N_к$, которое может быть пробурено с одной кустовой платформы на один базисный горизонт, определяется по формуле

$$N_k = 1 + \sum_{i=1}^{k} \left\{ \frac{180}{\arcsin \frac{1}{2} * \frac{a_i}{R_i}} \right\} \qquad (2)$$

где **k** - количество круговых батарей скважин.

В случае равенства расстояний между скважинами и между круговыми батареями скважин, т.е. когда $R_{i+1} - R_i = a$

$$K = \left\{ \frac{R_m}{a} \right\} \qquad (3)$$

где R_m - максимальное отклонение наклонно-направленных скважин от вертикали, м.

В этом случае формулы (1) и (2) примут следующий вид

$$n_i = \left\{ \frac{180}{\arcsin \frac{1}{2i}} \right\} \qquad (4)$$

$$N_k = 1 + \sum_{i=1}^{k} \left\{ \frac{180}{\arcsin \frac{1}{2i}} \right\} \tag{5}$$

Результаты расчетов n_i и N_k в случае равенства расстояний между скважинами и круговыми батареями скважин, проведенных по формулам (4) и (5) приведены в табл. 1.

Таким образом, при отклонении наклонно-направленных скважин от вертикали до 800 м для сетки скважин 200x200 м (т.е., когда расстояние между скважинами, как и между круговыми батареями, равно 200 м), с одной кустовой платформы возможно разбуривание четырех круговых батарей скважин с общим числом скважин, равным 62. При том же отклонении наклонно-направленных скважин для сетки 250x250 м с одной платформы возможно разбуривание трех круговых батарей с числом скважин 37, а при сетке скважин от 300x300 м до 400x400 м- двух круговых батарей и 19 скважин.

Таблица 1

Порядковый номер круговых батарей скважин (I)	1	2	3	4	5
Количество скважин на i -й круговой батарее скважин (n_i)	6	12	18	25	31
Количество скважин на одном базисном горизонте (N_k)	7	19	37	62	93

II. Скважины равномерно распределены по площади месторождения по прямоугольной сетке (рис. 3) или по треугольной сетке (рис. 3).

При таких сетках разработки месторождений количество скважин **N**, которое может быть пробурено со стационарной кустовой платформе на один базисный горизонт, определяется по формуле :

$$N = \left\{ \pi \frac{R_m^2}{a - b} \right\} + 1 \qquad (6)$$

где **a** - расстояние между скважинами в рядах, м; **b** - расстояние между рядами скважин, м.

В случае равенства расстояний между скважинами в рядах скважин, т.е. при **a = b** выражение (4) примет следующий вид

$$N = \left\{ \pi \left(\frac{R_m}{a} \right)^2 \right\} +1 \qquad (7)$$

Расчеты по определению количества скважин **N** , которое может быть пробурено с одной стационарной кустовой платформы на один базисный горизонт), проведенные по формуле (5) для различных отклонений наклонно направленных скважин от вертикали- R_m для различных расстояний между скважинами и рядами представлены на рис. 3 в виде графиков $N=f(R_m, a)$.

Нетрудно заметить, что при расчете по предлагаемым методам, минимальное количество скважин в кусте при разработке нефтяного месторождения с одним базисным горизонтом при достигнутом уровне отклонения от вертикали наклонно направленных скважин (700-800 м) составит 20 единиц.

Естественно, при разработке многопластовых нефтяных месторождений количество скважин в кусте будет увеличиваться.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений расстояние между скважинами и рядами, как правило, принимается в несколько раз больше, чем для нефтяных залежей.

Целесообразно при прочих одинаковых условиях сетку добывающих скважин принимать равномерной (200x200; 300x300 и так далее), что обеспечит создание унифицированного ряда верхних строений стационарных платформ для одновременного бурения и эксплуатации куста скважин.

1.5. Рациональная очередность ввода МСП в эксплуатацию

На современном этапе развития нефтедобывающей отрасли дальнейшее увеличение добычи углеводородного сырья обеспечивается за счет вовлечения в промышленную разработку месторождений, расположенных в районе континентального шельфа со сложными геолого-климатическими условиями. При этом капиталовложения на разработку и обустройство глубоководных месторождений значительно возрастают по сравнении с нефтегазодобывающими районами, расположенными на суше. В таких условиях становятся особенно актуальными совершенствование методов и планирования добычи нефти и газа, поиска оптимальных вариантов перспективного плана, определение очередности и сроков ввода в разработку как отдельных МСП, так и месторождений, темпов их эксплуатации, объемов добычи, параметров и сроков строительства сети магистральных и межпромысловых трубопроводов и прочих технико-экономических показателей. Очевидно, что для эффективного и своевременного решения этих задач должны широко использоваться современные экономико-математические методы и ЭВМ. В последнее время широкое распространение получил метод исследования сложных экономических, технических и других объектов, основанный на построении имитационных систем. Основу такой системы составляет подробная имитационная модель, достаточно полно отражающая представления ее использования об изучаемом объекте и позволяющая оперативно проводить вычислительные эксперименты, в результате чего получается возможность быстрой оценки последствий принятых решений.

Кроме того, в состав такой системы должно входить внешнее математическое обеспечение, состоящее из аппроксимирующих моделей и методов их анализа. Такие модели получаются из исходной имитационной модели при различных упрощающих предположениях. В результате решения для них различных оптимизационных задач появляется возможность качественно оценить варианты поведения исследуемого объекта,

указать наиболее предпочтительные области варьирования управлений в процессе имитации.

Использование различных аппроксимирующих моделей, методов их исследования и алгоритмов решения оптимизационных задач позволяет найти наиболее интересные варианты перспективного плана, имеющие улучшеные экономические показатели.

Одной из существенных особенностей разработки долгосрочного плана развития нефтегазодобывающего района является то, что такой план должен определять не только сроки, темпы и способы разработки отдельных месторождений, но и конфигурацию, пропускные способности и сроки строительства внутрипромысловых трубопроводов.

Задачу оптимизации можно использовать при описании и решений задач оптимизации для системы, состоящей из группы МСП и сети внутрипромысловых трубопроводов с использованием предположений, учитывающих специфику разработки и обустройства морских месторождений, расположенных в районах континентального шельфа.

В начальный период разработки месторождения скважины эксплуатируются фонтанным способом. При этом внутрипромысловый сбор и транспорт продукции до центрального пункта сбора и подготовки осуществляется по однотрубной системе за счет энергии пласта.

Система трубопроводов на месторождении характеризуется сильной рельефностью (наличие высоких стояков к МПС) и большой протяженностью, в связи с чем сбор и транспорт нефтегазовой смеси до конечного пункта сопровождается значительными потерями давления. Очевидно, что падение пластового давления приводит к необходимости его частичного или полного поддержания, перехода на газлифтный способ эксплуатации скважин.

Продление периода фонтанной эксплуатации скважин несет в себе немалый народнохозяйственный эффект, достичь который можно наиболее рациональным использованием пластовой энергии. Одним из путей решения данной задачи

является оптимизация технологических параметров сбора и транспорта нефтегазовой смеси на месторождении.

Анализ режима работы трубопроводов сбора и транспорта продукции на месторождении Гюнешли показал, что гидравлические характеристики нефтегазопроводов качественно отличаются от гидравлических характеристик трубопроводов однофазных потоков.

Схематично нефтегазопровод на глубоководном месторождении можно представить состоящим из трех участков: спускного и подъемного стояков и трубопроводов, уложенного на дне моря. Здесь же приведена гидравлическая характеристика нефтегазопровода.

Необходимо отметить,что представление гидравлической характеристики трубопровода в зависимости - потеря давления от производительности, строго говоря, не вполне правомерно, так как имеет некретериальный вид. Однако данный прием наиболее удобен для восприятия и анализа с практических позиций.

Как видно из рис. 4, кривая 1 имеет три характерные точки, соответствующие: **А** - пусковому давлению нефтегазопровода; **В** - абсолютно минимальным потерям давления; **С** - минимальным удельным (по производительности) потерям напора.

Если пренебречь потерями давления на преодоление сил инерции потока, общие потери в "рельефном" трубопроводе можно записать как сумму потерь давления на трение и гравитацию в восходящем и нисходящем участках:

$$\Delta P_c = \Delta P_{тв} + \Delta P_{гв} + \Delta P_{тн} - \Delta P_{гн} \qquad (8)$$

где **Т** - трение; **Г** - гравитация; **В** - восходящий; **Н** - нисходящий.

В пусковой момент, при незначительных расходах потока, на нисходящих участках имеет место раздельное (расслоенное) течение, в котором потерии давления практически определяются потерями на трение в газовой фазе. В силу того, что данные потери относительно малы, общие потери давления могут быть приняты равными суммарному весу столба жидкости на восходящих участках:

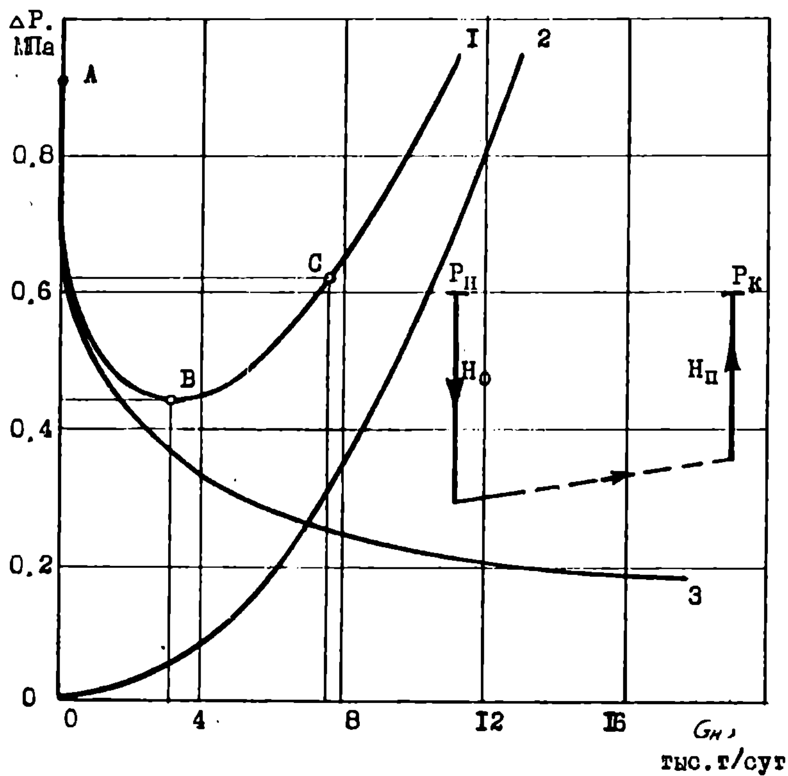


Рис. 4 Гидравлические характеристики нефтегазопровода

$$\Delta P_c = \sum_{i=1}^{m} \Delta H_i (1-\varphi_i)\gamma_{1i} \qquad (9)$$

где **i** - номер подъемного участка; Δ **H** - высота подъемного участка; **(1-φ)** - истинное объемное содержание жидкости; γ_1 - удельный вес жидкости.

Увеличение расхода потока приводит к увеличению истинного газосодержания и снижению гравитационных потерь. Одновременно незначительно увеличиваются потери на трение. Общие потери снижаются и определяются как

$$\Delta P_c \approx \Delta P_{тв} + \Delta P_{гн} \qquad (10)$$

При определенных условиях на нисходящих участках происходит смена раздельной структуры течения. Потенциальная энергия столба жидкости в нисжодящем потоке передаются среднему движению, потери напора на преодолении гравитационных сил в восходящих участках восполняются. Общее гравитационные потери достигают минимального значения и определяются разностью геометрических отметок начала и конца трубопровода и истинным газосодержанием.

Общие потери давления определяются следующим образом:

$$\Delta P_c \approx \Delta P_{тн} + \Delta P_{тв} + \Delta H_i (1-\varphi)\gamma_1 \qquad (11)$$

Данному режиму соответствуют минимальные потери давления (рис.4, точка В).

Дальнейшее увеличение расхода нефтегазовой смеси увеличивает потери на трении, однако при этом гравитационные потери уменьшаются незначительно. При определенном расходе (рис.4, точка С) потери давления на транспорт единицы веса продукции достигают своего минимума, после чего вновь растут.

Таким образом, оптимальный режим работы нефтегазопровода на глубоководном месторождении соответствует такому значению технологических параметров, когда удельные на единицу производительности транспортируемой нефтегазовой смеси потери давления достигают своего минимального значения. Выбор в качестве критерия оптимальности параметра (**ΔP/G**) оправдан тем, что дает возможность без промежуточных вкладок оценить тот или иной комплекс технологических параметров. Применительно к конкретному месторождению и в пределах заданных глубин моря и протяженностей трубопроводов поиск оптимальных режимов может осуществляться по па-

раметрическому ряду диаметров труб, начальных (конечных) давлений и т.д. [43]

Проиллюстрируем возможность выбора оптимальных технологических параметров нефтегазопровода на глубоководном месторождении. Рассмотрим трубопровод протяженностью в 1000 м с подьемным и опускным стояками высотой соответственно 120 и 140 м. Построим гидравлическую характеристику нефтегазопровода при различных диаметрах (300 и 400 мм) и конечных давлениях.

Независимо от значения давления и диаметра все нефтегазопроводы имеют одинаковый пусковой напор, определяемый обсолютной высотой, на которую необходимо поднять жидкость. Они также имеют приблизительно одинаковые минимальные потери давления при значениях производительности, увеличивающихся по мере роста диаметра и давления.

Качественный анализ результатов расчетов показывает, что для внутрипромысловых нефтегазопроводов на глубоководном месторождении в пределах заданных ограничений на транспортные расстояния, диаметры труб и давление возможен выбор оптимальных технологических параметров, эксплуатация системы сбора и транспорта продукции при которых позволит рационально использовать пластовую энергию.

Основным инструментом для выбора оптимальных параметров совместного сбора и транспорта продукции глубоководного месторождения является метод гидравлического расчета движения газожидкостных смесей. К настоящему времени создана общая теория, накоплен обширный экспериментальный материал по газожидкостным потокам. С привлечением численных методов решения дифференциальных уравнений разработаны алгоритмы и программы гидравлического расчета движения двухфазных смесей в трубах различной ориентации, которые успешно применяются при проектировании отдельных элементов системы "скважина - пункт подготовки" и выработке тех или иных технических решений. Все это подготовило основу для построения методов оптимального проектирования системы добычи, сбора и промыслового транспорта нефтегазовой системы. Причина отсутствия указанных разработок заключается в следующем. В силу известных обстоятельств движение двухфазного потока сопровождается сменой структуры течения.

Дифференциальные уравнения, описывающие газожидкостной поток, приемлемы только для отдельных структур течения. Также различны замыкающие соотношения по истинному газосодержанию, коэффициенту гидравлического сопротивления и т.д. Для получения основных параметров двухфазного потока по длине трубопровода необходимо интегрировать дифференциальные уравнения. В свою очередь, поиск экстремального решения интегрального уравнения обусловлен обратным дифференцированием.

На данном этапе единственно возможным методом решения уравнений движения газожидкостных смесей в трубах произвольной ориентации остается численное интегрирование. Поиск максимального решения можно ввести как графически, так и аналитически, используя аппроксимацию графических зависимостей.

1.6.Оптимальное развитие внутрипромысловых трубопроводных сетей

Анализ мирового опыта освоения ресурсов нефти и газа континентального шельфа и практика обустройства месторождения Гюнешли Каспийского моря показывают, что в ближайшей перспективе основным способом разработки глубоководных месторождений будет оставаться добыча нефти и газа кустами скважин, размещенных на глубоководных морских стационарных платформах (ГМСП).

При разработке месторождений с ГМСП внутрипромысловый сбор и транспортирование до центрального морского пункта сбора (ЦМПС) продукции скважин осуществляются путем строительства морских трубопроводов. [41]

Прокладка морских трубопроводов, в особенности на глубоководных акваториях моря, связана со значительными капитальными вложениями, предопределяемыми объемом сложных строительно-монтажных работ в условиях моря.

Проектирование очередности ввода ГМСП в эксплуатацию и определение стратегии разбуривания месторождения осуществляются на базе научно-обоснованной технологической схемы для проекта разработки месторождения

Заданная технологической схемой разработки очередность ввода ГМСП в определенной мере влияет на развитие сети трубопроводов внутрипромыслового сбора и транспорта продукции скважин.

Оптимизация развития сети трубопроводов на глубоководном месторождении при заданной динамике добычи нефти и газа, технико-технологических ограничениях позволит существенно повысить технико-экономические показатели эксплуатации месторождения, получить дополнительный народнохозяйственный эффект.

Рассмотрим глубоководное месторождение нефти и газа, обустраиваемое **N** числом разнотипных ГМСП. Тип МСП определяется количеством скважин в кусте. Заданы план добычи нефти и газа с месторождения при периоде планирования **T**, динамика добычи с каждого ГМСП, размещение ГМСП на месторождении.

Необходимо определить динамику развития сети трубопроводов которая обеспечит наибольшую экономическую эффективность при минимальных приведенных затратах.

В настоящее время для решения оптимизационных задач подобного типа широко применяются получившие достаточное развитие методы линенейного программирования.

Следует отметить, что, как правило, технологические процессы при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа носят нелинейный характер.

С целью построения линейной модели сети трубопроводов введем следующие допущения:

1) эксплуатация месторождения на весь период разработки осуществляется фонтанным способом;

2) на всех ГМСП осуществляется сепарация газа от нефти;

3) внутрипромысловый сбор и транспорт продукции проводятся: газа-под давлением сепарации с использованием энергии пласта; нефтенасосной откачкой;

4) каждая ГМСП рассматривается как единичный (точечный) источник;

5) дебит скважин снижается по линейному закону;

6) затраты на бурение скважин и расширение сети имеют линейную связь с производительностью сети.

Проиллюстрируем решение задачи на численном примере. Рассмотрим глубоководное месторождение, обустроенное пятью ГМСП, четыре из которых частично разбурены. Верхние строение ГМСП позволяют осуществлять одновременное бурение и эксплуатацию скважин.

Исходные данные по месторождению на начало рассматриваемого периода представлены в ниже следующей таблице 2.

Таблица 2

Планируемая добыча нефти за период 3 года, млн.т	Максимальная годовая добыча нефти, млн.т/год	Число скважин в эксплуатацию на начало периода	Проектное число скважин на ГМСП	Проектное число скважин на ГМСП
4,5	1,73	10	24	6
4,0	1,50	6	22	6
4,5	1,44	5	20	6
4,0	1,20	-	18	6
5,2	1,80	12	24	6

Размещение ГМСП на месторождении и схема всевозможных технологических связей между ними представлены на рис. 5.

Прибыль, получаемую от реализации одной тонны нефти для всех ГМСП, примем одинаковой, равной:

P = 100 руб./т.

Так же примем одинаковыми для всех ГМСП затраты на бурение одной скважины, удельные затраты на увеличение пропускной способности (расширение) участков и эксплуатационные затраты:

K1 = 100 тыс.руб./скв.

K2 = 200 тыс.руб./км.

Результаты расчетов представлены на рис.6. Как видно, за рассматриваемый период пропускная способность участков S_1 и S_2 увеличивается в 2 раза.

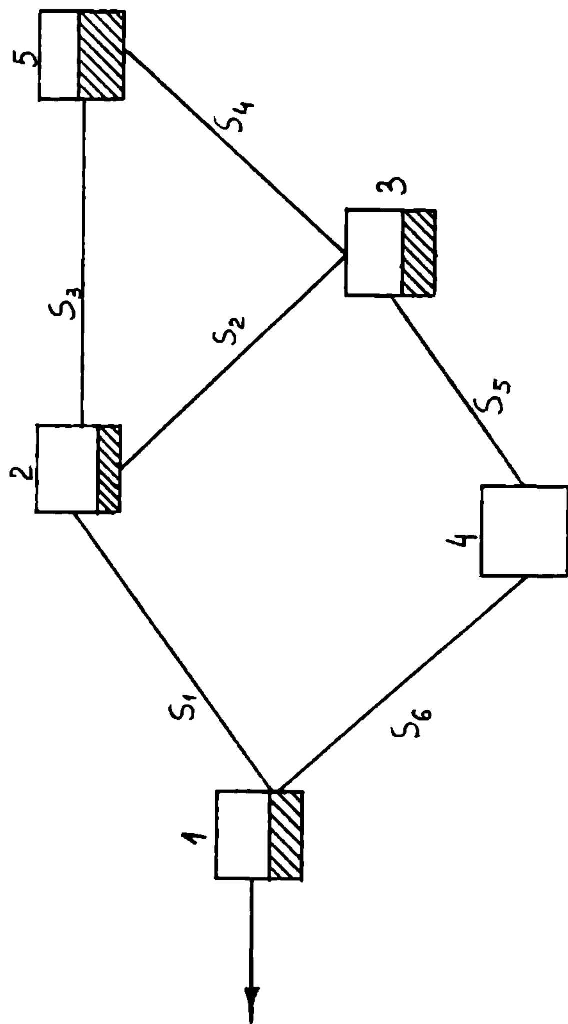


Рис. 5 Схема размещения ГМСП и технологических связей

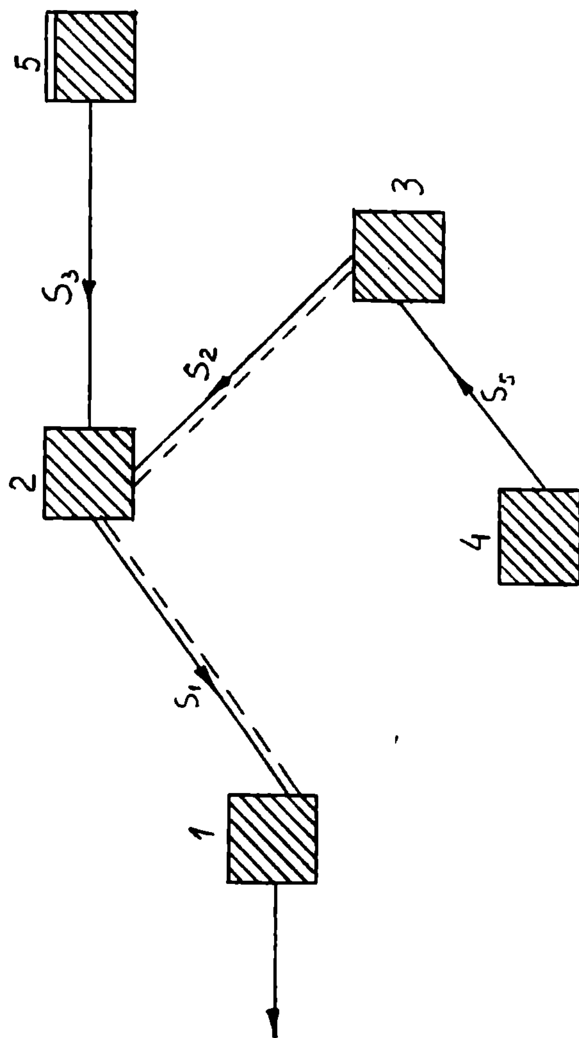


Рис. 6 Оптимальная схема внутрипромысловой **сети**

На конец периода количество скважин, разбуренных и введенных в эксплуатацию на каждой ГМСП, составит соответственно 24, 22, 20, 18 и 24 единицы.

1.7 Оценки эксплуатационной надежности системы сбора, подготовки и транспорта продуции морских месторождений

Анализ источников и причин загрязнения Каспийского моря при разведке и разработке морских нефтяных и газовых месторождений показывает, что одним из главных источников является система сбора, подготовки и транспорта продукции морских скважин.

При этом причинами загрязнения в основном могут быть:

нарушение технологического режима эксплуатации системы:

низкая надежность элементов системы в целом.

Необходимо на стадии проектирования качественно и количественно определить показатели надежности системы.

Методы теории вероятности и математической статистики позволяют выработать научные критерии, которые дают возможность оценить качество системы количественными характеристиками. Количественная оценка надежности системы сбора и транспорта продукции морских месторождений позволяет сформулировать дополнительные требования к уровню надежности технологического оборудования. [61]

При проектировании систем сбора, подготовки и транспорта продукции морских месторождений, необходимы нижеследующие требования:

обеспечение герметического сбора нефти, газа и воды на всем пути движения от скважин до места приема;

точный автоматический замер продукции на каждой скважине;

доведение нефти, газа и пластовой воды на технологических установках до норм товарной продукции и автоматический учет этой продукции;

обеспечение полного исключения загрязнения окружающей среды продукцией скважин;

изготовление основных узлов системы и оборудования технологических установок индустриальным методом в блочном мобильном исполнении с полной автоматизации технологических процессов;

обеспечение высокой надежности элементов, код системы и системы сбора, подготовки и транспорта продукции.

Система сбора, подготовки и транспорта продукции морских месторождений состоит из совокупности весьма сложных подсистем, в том числе из морских платформ, подводных выкидных линий, магистральных продуктопроводов, морских нефтегазосборных пунктов и т.д. Каждая система, в свою очередь, состоит из большого числа ответственных элементов: трубопроводов, запорной арматуры, и сепарационных установок, насосных станций и др. [58]

Наличие большого числа подсистем, элементов с разными уровнями надежности и функциональности требует глубокого исследования структурных схем системы, изучения причин, характера и законов распределения их отказов. Капиталоемкость мероприятий по повышению надежности рассматриваемой системы требует техническо-экономических обоснований. Имеет место не разрывная связь надежности системы сбора, подготовки и транспорта продукции морских месторождений скважин и внешних коммуникаций.

Таким образом, специфические особенности проблемы надежности системы сбора, подготовки и транспорта продукции морских месторождений характеризуют её как сложную систему. [49]

В настоящей работе распространяется на разрабатываемые впервые блочно-технологические оборудования, устанавливаемые на морских стационарных платформах в системах сбора, подготовки и транспорта продукции месторождений нефти и газа континентального шельфа, а так же на технологическое оборудование, трубопроводную арматуру, системы КИП и автоматики, шаровые краны. [25]

К морским системам сбора, подготовки и транспорта продукции предъявляются следующие требования:

безотказность, долговечность, ремонтопригодность;

необходимая производительность, обеспечение качества продукции, безопасность эксплуатации, охрана окружающей среды от загрязнения нефтепродуктами.

При работе системе в технологических установках могут возникнуть отказы, которые делятся на 2 вида: функциональный и параметрический.

Функциональный отказ, в результате которого наступает полное прекращение функционирования системы.

Параметрический отказ, в результате которого функционирование системы сохраняется, но происходит ухудшение качества продукции на выходе, нарушение технологического процесса.

2. СОЗДАНИЕ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Создание новой технологии добычи нефти и газа на морских площадях

Несмотря на широкое использование в нефтегазодобывающей промышленности прогрессивных технологических решений по внедрению блочных установок, обустройства устьев морских скважин ведется без учета новых строительных методов и средств. Это объясняется главным образом тем, что до последнего времени работы по типизации схем обустройства скважин с доведением их до крупноблочных установок не велись. Обустройство устьев скважин в нефтедобывающих предприятиях велось по различным индивидуальным схемам. [32,60]

Различие и несовершенство технологических схем добычи нефти и газа усложняли обслуживание скважин и не создавали условий для обеспечения максимальной добычи при заданных оптимальных режимах эксплуатации морских нефтяных скважин. [46]

Отделом обустройства морских нефтегазовых месторождений НИПИ "Гипроморнефтегаз" разработан ряд принципиальных схем оборудования устьев скважин, применительно к нефтегазовому газоконденсатному месторождению.

Принципиальные схемы учитывают многообразные параметры скважин: давление, газовые факторы одной или нескольких скважин с одинаковыми и различными физико-химическими свойствами нефти.

На рис. 7 представлен вариант технологической схемы автоматизированного блочно - комплексного оборудования устьев газоконденсатной и нефтяной скважин с большим газовым фактором.

Схема состоит из четырех блоков. Первый блок состоит из двух сепарационных горизонтальных замерных установок высокого давления, манифольда, пробоотборников, щита с приборами, измеряющими технологические параметры на месте.

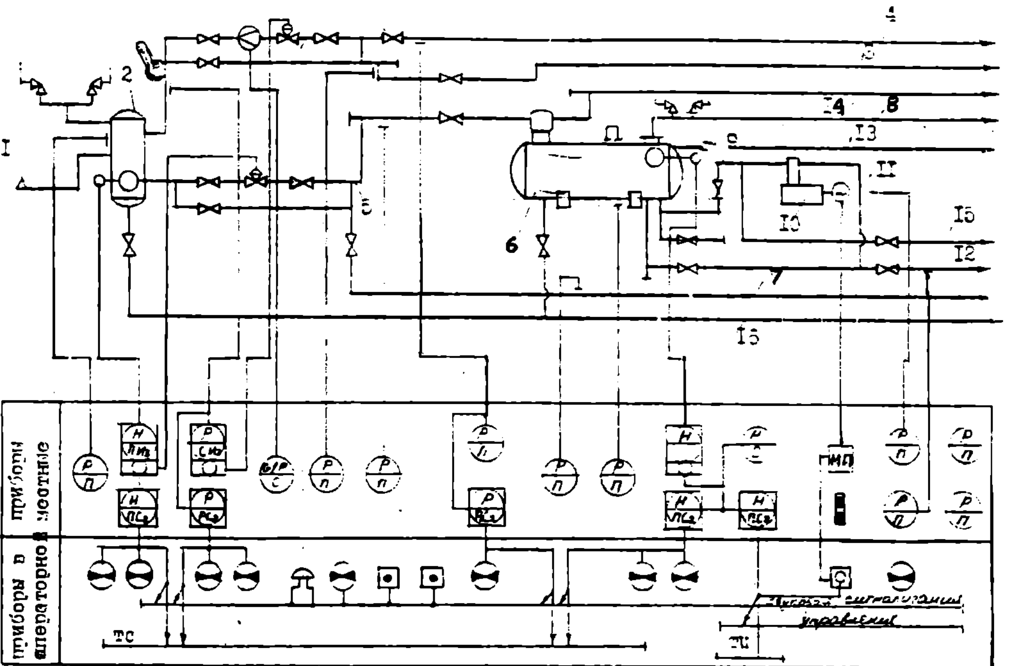


Рис. 7 Функциональная схема автоматизации, контроля и сигнализации технологического блока сепарации, замера продукции скважины и разрядки выкидных линий

Второй блок включает в себя установку для сжигания газа, сбрасываемого с сепарационной замерной установки, и состоит из свечи и запальника, предназначенных для предотвращения загрязнения моря газоконденсатом и пятнами жирного тяжелого газа.

Третий блок представляет собой автоматизированную установку для подачи реагента или антифриза. [32]

Четвертый блок представляет собой щит, монтируемый в операторной с приборами дистанционного контроля и управления и с сигнальными лампами аварийных откланений параметров от нормальных значений.

Продукция нефтяной скважины с большим газовым фактором по выкидной линии поступает в сепарационную замерную установку, в которой при автоматическом поддержании заданного уровня конденсата производится сепарация последнего от газовой фазы. Продукция газоконденсатной скважины по выкидной линии поступает в сепарационную замерную установку, в которой производятся те же операции, что и в установке.

Конденсат из сепарационных замерных установок по линиям поступает в общую линию и далее через манифольд - в сборный коллектор РИТС.

Газ из сепарационных замерных установок по линиям поступает в общую газовую линию и далее через манифольд - в газосборный коллектор. Газ по газопроводу высокого давления, а конденсат по конденсатопроводу среднего давления транспортируются на центральный приемный пункт НГДУ.

В аварийных случаях при срабатывании предохранительных клапанов газ поступает на свечу и при выходе его в атмосферу поджигается запальником. Газ к запальнику поступает с давлением порядка двух атмосфер.

Для отбора проб продукции скважин предусмотрены пробоотборники. Обвязка пробоотборников обеспечивает взятие проб продукции скважин до и после сепарации.

Установка обеспечивает автоматическую подачу реагента или антифриза в линии для очистки от гидратов конденсато- и газопроводов и обеспечения их нормальной пропускной способности. [2]

Для очистки от гидратов и парафина линий, проложенных после сепарационных замерных установок, предусмотрена

специальная линия. Очистка линий производится методом продувки. Сбор гидратов, парафинов и грязи должен осуществляться при помощи специальных средств (во избежание загрязнения моря). [22]

Рассматриваемая схема предусматривает необходимый объем автоматизации, дистанционного контроля и управления технологическими параметрами и процессами и способствует решению вопроса блочного изготовления и монтажа оборудования, расположенного на морской платформе.

В операторной обеспечивается аварийная сигнализация об отключениях от заданного режима следующих параметров и процессов: буферных, кольцевых давлений, давлений в выкидных линиях, увеличения и снижения уровней жидкости в сепарационных замерных установках, нарушения подачи реагента или антифриза, максимальных и минимальных давлений в продуктопроводах.

В схеме предусмотрено дистанционное измерение, регулирование и управление следующими параметрами и процессами: регулирование и поддержание установленных технологическим режимом проходных сечений штуцеров; измерение дебита скважин по жидкости; измерение количества реагента или антифриза; зажигание газа в запальнике.

Кроме того, предусмотрено местное автоматическое регулирование и измерение следующих параметров: регулирование уровней жидкости в сепарационных замерных установках; измерение дебита скважин по газу; регулирование давления газа в установках; регулирование давления газа на запальнике.

Эта схема предусматривает ручное местное регулирование проходных сечений штуцеров и измерение дебита скважин, а также местный контроль давлений во всех узлах схемы оборудования устьев скважин.

Учитывая, что на устьях скважин температура продукции составляет не менее 20^0C и это исключает условия гидратообразования на устье, ввод в конденсато - и газопровод реагента и антифриза создает нормальные условия для надежной работы всех средств автоматики и контроля в любое время года.

Таким образом, разработанная блочно-автоматизированная система решает вопросы по значительному повышению надежности и оперативности в контроле, регулировании и дистанционном управлении работой скважин, предупреждает и исключает аварийные ситуации.

2.2. Расчеты факельных установок для морских нефтяных и газовых месторождений

Факельные установки предназначены для открытого и безопасного сжигания образующихся в процессе производства газов, использование которых экономически нецелесообразно или невозможно, а также в аварийных ситуациях. Эти установки позволяют предотвратить загрязнение окружающей среды токсичными и горючими газами.

Скорость газов на выходе факельной трубы с учетом исключения отрыва пламени принимается равной 20% от скорости звука в этой фазе, но не более 80 м/с.

Из этого же условия определяется диаметр факельной трубы:

$$D_ф = 0{,}00384\sqrt{\frac{Q_г}{w}} \qquad (12)$$

где $D_ф$ -диаметр факельной трубы в м; $Q_г$ - количество сбрасываемого газа в нм^3/сут; ω - скорость газа на входе факельной трубы в м/с.

Высота факельной трубы расчитывается с учетом теплоизлучения, загрязнения атмосферы и околоземного слоя воздуха. Она должна быть равной не менее 10 м на скважинах и не менее 20 м на участках комплексной подготовки газа. Одним из условий, определяющих высоту факельной трубы является допустимое теплоизлучение земной поверхности в основании факела q_0 = 33,5 МДж (м^2 • ч.).

Ниже приведены допустимые плотности теплооблучения для расчета факелов.

Интенсивность теплоизлучения пламени определяется уравнением:

$$q = \frac{\varepsilon\theta}{4\pi r^2} \qquad (13)$$

где **q** - интенсивность теплоизлучения пламени в МДж/(м^2 • ч); Σ - коэффициент теплового излучения; θ- количество тепла, выделяемого пламени в МДж/ч; **r** - расстояние от центра пламени до объекта в м;

$$\varepsilon = 0{,}048\sqrt{m} \qquad (14)$$

$$Q = G\theta_{н} \qquad (15)$$

$$G = 0{,}04167Q_{г} \qquad (16)$$

(**m** - молекулярная масса газа в кг; $\theta_{н}$ - низшая температура сгорания в МДж/кг; **G**- массовый расход газа в кг/час; ρ - плотность газа в кг/м^3).

Коэффициент учитывает количество тепла, рассеивающегося излучением.

Высота (длина) пламени зависит от числа Маха, представляющего собой отношение ω/$И_з$ ($И_з$ - скорость звука в сжигаемом газе в м/с).

В работе [57] на основании изучения интенсивности теплоизлучения на поверхности земли и температуры металлоконструкций факельных труб было предложено следующее уравнение для определения длины пламени:

$$L = 0{,}72*10^3 D_{ф}\frac{\omega}{И_з} \qquad (17)$$

Однако, начиная со скоростей, равнных 20% от скорости звука в сжигаемом газе (число Маха **M**=0,2), высота пламени становится равной 118 **D** факельной горелки.

В нормах и правилах по технологическому проектированию факельных систем высоту пламени рекомендуется определять по следующему выражению:

$$L = 120D_{ф} \qquad (18)$$

Необходимая высота факельной трубы при учете ветра определяется по формуле:

$$H_в = \sqrt{r^2 - [a - (L_ц - H)\sin\alpha]^2} - (L_ц - H)\cos\alpha \qquad (19)$$

Здесь $\mathbf{H_в}$ - необходимая высота факельной трубы при учете и отсутствии ветра в м (рис.8); $\mathbf{L_ц}$ - расстояние от центра пламени ло основания факельной трубы в м; **а** - расстояние от оси факельной трубы до объекта в м;

$$H = \sqrt{\left(\frac{L}{2}\right)^2 + L_ц^2} - \frac{L}{2} \qquad (20)$$

$$L_ц = (r^2 - a^2)^{1/2} \qquad (21)$$

$$tg\alpha = \frac{u}{\omega} \qquad (22)$$

(**u** - скорость ветра в м/с; ω - скорость газа на выходе факельной трубы в м/с; α - угол отклонения пламени от вертикали под действием ветра в град).

Если скорость газа на выходе факельной трубы не задана, то её максимально допустимая величина определяется по выражению:

$$\omega = M\omega_{кр} \qquad (23)$$

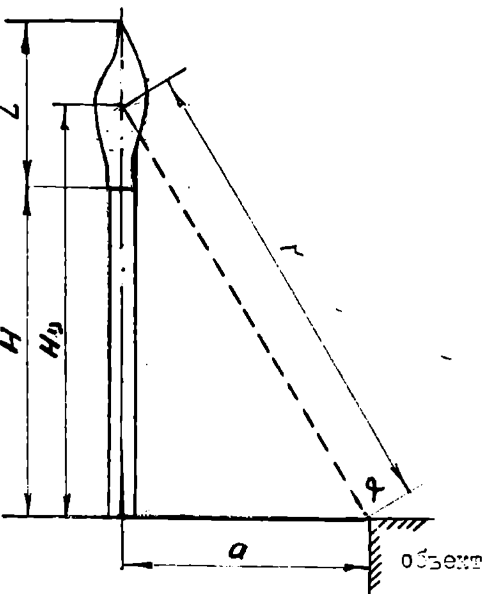
где **М** - число Маха (при расчетах **М** принимается равным 0,2 при $\mathbf{D_ф}$ < 500 и 0,3 при $\mathbf{D_ф}$ > 500 мм); $\omega_{кр.}$ - критическая скорость истечения газа, равная скорости распространения звука в сжигаемом газе при заданных условиях в м/с;

$$\omega_{кр} = \sqrt{2g\frac{K}{K+1}RT} \qquad (24)$$

(**К** - показатель адиабаты; **R** - универсальная газовая постоянная);

$$R = \frac{848}{m} \qquad (25)$$

Поправка на ветер вводится с целью компенсации понижения центра пламени к горизонту под воздействием ветра.



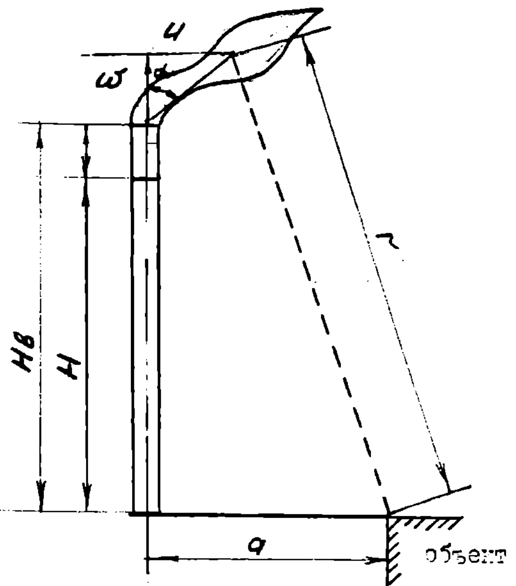


Рис. 8 Расположение пламени относительно объекта :
а - при отсутствии ветра
б - при ветре

Таблица 3

Количество сбрасывания газа в нм³/сут	Диаметр факельной трубы в мм	H_0 м	H	Скорость ветра в м/с												
				6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
$8 \cdot 10^5$	384	7,8	4,0	6,4	7,2	7,9	8,5	9,2	9,8	10,5	11,1	11,6	12,2	12,7	13,2	13,4
$9 \cdot 10^5$	407	8,3	9,2	11,4	12,1	12,8	13,4	14,0	14,7	15,3	15,9	16,4	17,0	17,6	18,1	18,6
10^6	429	8,7	13,4	15,5	16,1	16,7	17,3	17,9	18,5	19,1	19,7	20,3	20,8	21,4	21,9	22,4
$1,5 \cdot 10^6$	525	10,7	28,1	29,8	30,3	30,9	31,4	32,0	32,6	33,1	33,6	34,2	34,7	35,2	35,8	36,1
$2 \cdot 10^6$	607	12,3	38,2	39,8	40,3	40,9	41,4	41,9	42,5	42,9	43,6	44,1	44,6	45,2	45,7	46,2
$2,5 \cdot 10^6$	679	13,8	46,4	47,9	48,3	49,0	49,4	50,0	50,6	51,1	51,7	52,2	52,7	53,3	53,8	54,4
$3 \cdot 10^6$	744	15,1	53,4	54,9	55,4	56,0	56,5	57,0	57,6	58,1	58,6	59,2	59,7	60,2	60,8	61,4
$3,5 \cdot 10^6$	809	16,3	59,7	61,1	61,6	62,2	62,7	63,2	63,8	64,3	64,9	65,4	66,0	66,6	67,1	67,7
$4 \cdot 10^6$	859	17,4	65,3	66,8	67,3	67,8	68,3	68,9	69,4	70,0	70,5	71,1	71,7	72,2	72,8	73,4
$4,5 \cdot 10^6$	910	18,5	70,6	72,0	72,5	73,0	73,6	74,1	74,7	75,2	75,8	76,4	77,0	77,5	78,1	78,7
$5 \cdot 10^6$	960	19,5	75,4	76,8	77,4	77,9	78,4	79,0	79,5	80,1	80,7	81,2	81,8	82,4	83,0	83,6

Результаты расчетов диаметров и высот факельных установок при удалении объекта от оси факельной трубы на расстоянии а=50 м приведены в таблице 3.

Анализ результатов расчетов показал, что при принятых исходных данных примерно до 850000 нм³/сут высоты факельной установки необходимо рассчитывать из условия допустимого теплоизлучения земной поверхности у основания факельной установки, а при сбрасывании газа более $0,85 \cdot 10^6$ нм³/сут расчет необходимо вести по допустимому теплоизлучению на объекте.

2.3. Создание новой технологии укрупненных нефтегазосборных пунктов для морских месторождений

На нефтяном месторождении Нефтяные Камни введен в эксплуатацию укрупненный нефтесборный пункт (УНСП-1). Пуск в эксплуатацию УНСП позволил закрыть существующие, морально устаревшие нефтесборные пункты, которые в настоящее время не отвечают современным требованиям по охране окружающей среды, тем самым обеспечить полную герметизацию сбора и транспорта продукции скважин месторожде-

ния, исключив сброс загрязненный пластовой воды и песка в море.

Укрупненный нефтесборный пункт представляет собой комплекс сооружений, предназначенный для: [34]

отделения нефти от пластовой воды, содержащей мехпримеси (песок);

очистка пластовой воды от мехпримеси с последующей закачкой её в пласт;

очистки мехпримесей от остаточных нефтепродуктов с последующим сбросом его в море.

Тщательная очистка пластового песка от нефтепродуктов достигается за счет обработки химреагентом, биологически не влияющей на флору и фауну Каспийского моря) после отделения его от пластовой воды с помощью двухступенчатых гидроциклонных установок.

УНСП предназначен для работы с тремя РИТС. Продукция каждого РИТС поступает в свой отстойник. Четвертый отстойник, установленный на ОНСП является резервным.

Ниже приводится описание технологической схемы УНСП-1. Для удобства на схеме представлен только один отстойник. Обвязка других отстойников аналогична и не приводится введу громозкости схемы. (рис. 9)

После сепарации продукции скважин на укрупненных сепарационных установках (УСУ) каждого РИТС жидкая фаза поступает в рабочий сепаратор 1. Из рабочего сепаратора газ поступает в осушительный сепаратор 2 и далее на КС, а жидкость вместе с песком из рабочего и осушительного сепараторов поступает в отстойник 3.

В отстойнике вся продукция разделяется на три слоя. Верхний слой представляет собой нефть с небольшим количеством воды (5%). Средний слой образуется водой с небольшим содержанием нефти (0,5%). Нижний слой представляет собой смесь воды с песком и прилипшей к поверхности песка нефтью.

Нефть из верхней части резервуара через расходомер "Турбоквант" 4 и регулирующее устройство 5 сливается в буферную емкость 6, из которой затем откачивается нефтяными насосами 7 в парке товарных резервуаров (ПТР). На выкиде нефтяных насосов установлен расходомер "Турбоквант" 8.

Рис. 9 Технологическая схема УНСП - 1

Регулирование уровня нефти в буферной емкости осуществляется регулирующим устройством. Вода из среднего слоя поступает на центробежные насосы 9, которые могут подавать через регулирующее устройство 10 обратно в отстойник или на гидроциклоны II. Из нижнего слоя смесь воды и песка поступает на прием поршневых насосов 12, которые подают её также на гидроциклоны.

Вода из гидроциклонов, очищенная от мехпримесей, подается на водоочистную установку (ВОУ), а песок после соответствующей обработки сбрасывается в море.

Описанная технологическая схема полностью оснащается приборами КИП и Автоматики с выносом сигналов на щит управления, находящийся в операторной.

Ниже рассматривается конструкция отстойника. Отстойник представляет собой цилиндр с коническим днищем, установленный на трубчатой металлоконструкции. Размеры отстойника определились исходя из фактического количества песка,воды и нефти, поступающих с УСУ. Цилиндрическая часть отстойника удлинена для создания резервного объема, необходимого при аварийных ситуациях. Внутри отстойника имеются четыре перегородки для увеличения длительности пребывания жидкости в нем. Это позволяет создать в отстойнике линейный поток длиной 30 м, тем самым повысить коэффициент использования площади осаждения до 0,75-0,8.

Количество песка, поступающего в один отстойник, составляет примерно 15 тонн в сутки. При этом нами принимается, что в нефти и в воде содержится по 50% песка от общего количества.

Исходя из фракционного состава песка, поступающего в один отстойник

более 0,25 мм - 3,36%;

0,25-0,1 мм - 29,82%;

0,1-0,01 мм - 38,97%;

менее 0,01 мм - 27,85%;

скорости в отстойнике были приняты из расчета осаждения песка фракции 0,1 мм и более, т.е. 33,18% от общего количества поступающего песка.

Частицы диаметром менее 0,1 мм практически осадить из эмульсионной нефти невозможно.

Расчет отстойника на осаждение песка производился по формуле

$$И = \frac{d^2 g(\gamma_г - \gamma_с)}{18 \nu \gamma_с} \quad (26)$$

где **И** - скорость осаждения песка, см/сек; **d** - диаметр песчинки, см; $\Upsilon_г$ - удельный вес песчинки, г/см^3; $\Upsilon_с$ - удельный вес среды, г/см^3; ν - кинематическая вязкость среды, см^2/сек (вязкость нефти Нефтяных Камней равна 0,5 см^2/сек при 20°С).

При диаметре отстойника 8,5 м,имеющем перегородки для обеспечения линейного потока шириной 1,7 м и расходе **Q** = 3000 м^3/сутки скорость движения жидкости равна 0,017 м/сек (высота потока из практического опыта принята 0,6 м).

Однако, если учесть, что 50% воды сбрасывается из нижней части отстойника, то скорость потока снижается на половину, т.е.0,008 м/сек. В расчете принимается средняя скорость, равная 0,0125 м/сек.

Следовательно, время пребывания верхнего слоя, содержащего нефть, в отстойнике с учетом коэффициента использования поверхности отстойника 0,8, составит 1410 сек. За это время содержащийся в нефти песок диаметром 0,1 мм и выше полностью осядет в коническом днище отстойника.

В аналогичных условиях из воды осядет песок диаметром 0,01 и выше.

Расчеты показывают, что из 6 тонн песка с приведенным выше фракционным составом, поступающего вместе с нефтью и водой в течение суток, в отстойнике выпадает из нефти 1,1 т песка и воды 2,0 т, т.е. около 3,1 тонн песка. Основная масса осажденного песка будет отделена от жидкости на гидроциклонных установках и небольшая часть его будет улавливаться на фильтрах ВОУ.

Описанная установка является опытным образцом. Эксплуатация этой установки на Нефтяных Камнях показала её работоспособность. В настоящее время в конструкцию вводятся коррективы для улучшения качественных показателей, а также для обеспечения дистанционного управления всей установкой.

Внедрение УНСП позволит ликвидировать существующие нефтесборные пункты на морских промыслах, не отвечающие современным требованиям по охране окружающей среды, сократить количество сборных пунктов,уменьшить площадь застройки и металлоемкость используемого оборудования, сократить количество обслуживающего персонала.

Для перевода системы совместного транспорта продукции м/р “Гюнешли" на раздельный транспорт продукции скважин институтом "Гипроморнефтегаз" был спроектирован газосборочный пункт для сбора газа среднего давления и обеспечение подачи этого газа на дожимную компрессорную станцию, а также в дальнейшем сбор газа низкого давления и подачи его на вакуумную компрессорную станцию. Технологический цикл на ГСП закрытого типа следует также отметить, что ГСП построен в компактном, модульном исполнении (рис. 10) .

Все модули были изготовлены на берегу на монтажно-сборочной площадке, а затем смонтированы на площадке в море. Это позволило создать большую экономию средств и времени строительно-монтажных работ.

По разработкам института “Гипроморнефтегаз" был построен и введен в эксплуатацию на м/р “Бахар" и "Булла-дениз" морской нефтегазосборный пункт МГНСП обеспечивающий сбор продукции (рис.11) высокого, среднего и низкого давления. МНГСП - позволил заменить старую систему сбора, когда сбор продукции осуществлялся индивидуально на каждой площадке, централизованной системой сбора и транспорта продукции. До ввода в эксплуатацию МНГСП на месторождениях существовали однотрубные системы сбора продукции. Ввод в действие позволил осуществить раздельный транспрот газа и жидкости, результатом этого явилось прекратившийся случай гидратообразования, и как следствие уменьшение вибрации. Он также позволил собрать в одно место магистральные нефтепроводы и газопроводы. Проектом была предусмотрена вертолетная площадка, которая дает возможность улучшить обслуживание МНГСП. Объект выполнен в блочном исполнении, блоки изготавливались на берегу, а затем монтировались в море на площадке. Это позволило сократить время и стоимость строительно-монтажных работ.

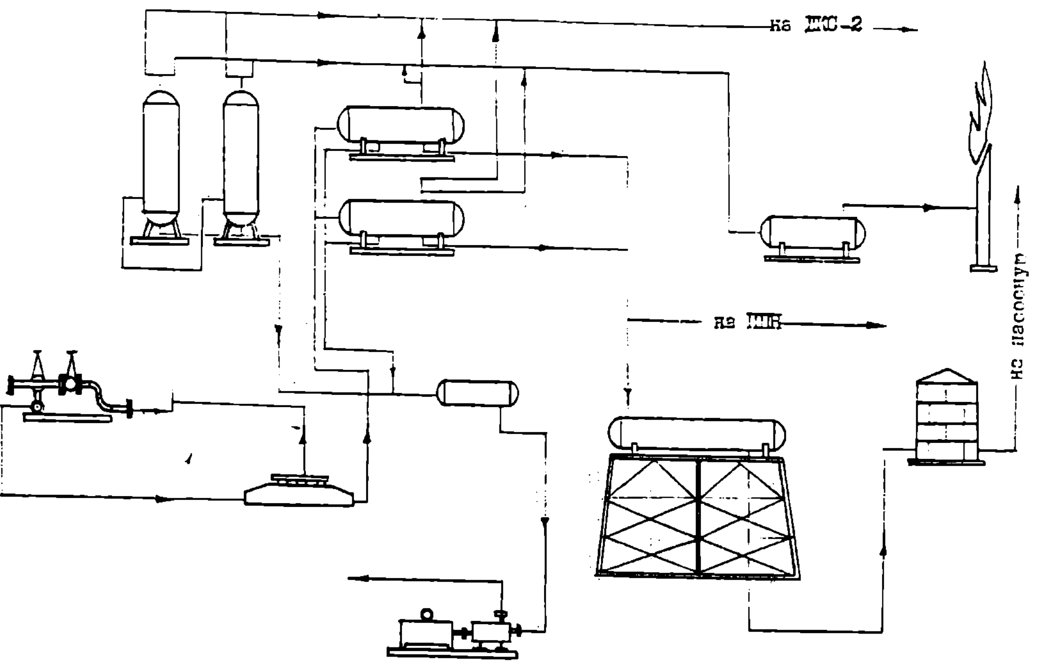


Рис.10 Принципиальная технологическая схема газосборного пункта м/р Гюнешли

Рис.11 Принципиальная технологическая схема ГСП - 1 на м/р Булла - море

2.4. Расчет строительства глубоководного трубопровода на морских месторождениях

Строительство подводных морских трубопроводов методом протаскивания на плаву длинномерных плетей с последующим свободным погружением на дно моря нашло большое применение в отечественном трубопроводостроении. [3]

Этот метод имеет ряд преимуществ. При его использовании все сварочно-монтажные и изоляционные работы осуществляются в береговых условиях. Строительство трубопровода ведется обычными плавсредствами и нет необходимости в специальной дорогостоящей трубоукладочной барже. Благодаря предварительной опрессовке длинномерных плетей или всего трубопровода на монтажно-сварочной площадке значительно повышается надежность эксплуатации трубопровода. [6]

В настоящее время на различных акваториях Каспийского моря этим методом прокладывается около 50-100 км подводных трубопроводов в год при глубинах моря до 30 м. [7]

По проекту "Гипроморнефтегаз"а впервые в мировой практике с двумя стояками длиной 110 м проложили подводный трубопровод протяженностью 3,5 км на глубине моря 100 м .

После испытания на давление 10 МПа трубопровод был оснащен понтонами грузоподъемностью 1500 кг, которые расположены с учетом возможности их одновременного отсоединения от обоих концов трубопровода в процессе укладки на дно моря.

Для предотвращения перенапряжения трубопровода укладка его осуществлена методом ступенчатой отстропки понтонов, разработанным Гипроморнефтегазом. Этот метод требует более сложной системы оснастки понтонов, чем при укладке методом залива воды в трубопровод.

Расстояние между понтонами принимается из условия положительной плавучести трубопровода при транспортировке к месту укладки и погружения на дно моря с небольшой отрицательной плавучестью при отстропке понтонов в определенной последовательности.

Для выполнения указанных условий понтоны были сгруппированы в две группы, а затем понтоны каждой группы соединялись между собой общим канатом.

Морские подводные нефтегазопроводы - трубопроводы, прокладываемые по дну моря, и предназначены для:

сбора и транспортировки газового конденсата, природного и попутного газа, смесей этих продуктов с морских, нефтяных, газовых месторождений.

В состав линейной части морского подводного нефтегазопровода входят: трубопровод с противокоррозионном утяжеляющим покрытием, стояк, линейная запорная арматура, установки электрохимической защиты, сооружения электроснабжения управлений линейной арматурой и электрохимической защитой.

Морские подводные нефтегазопроводы подразделяются на: нефтепроводы и газопроводы в зависимости от транспортируемой продукции. По назначению подводные нефтепроводы и газопроводы подразделяются на магистральные и промысловые. Магистральные нефтепроводы предназначены для транспорта сырой нефти с морских месторождений на материк. Под промысловыми нефтегазопроводами понимаются трубопроводы между промысловыми гидротехническими сооружениями.

Для прокладки морского подводного нефтегазопровода выбирается трасса по навигационным картам, ширина полосы инженерных изысканий в зависимости от метода укладки и др. факторов. При выборе трассы необходимо учитывать существующие, строящиеся и проектируемые гидротехнические сооружения и инженерные коммуникации. Допускается пересечение подводных нефтегазопроводов и решается проектом.

Проложенный в воде нефтегазопровод со всеми конструкциями, но без продукта должен быть по весу тяжелее выталкивающей силы воды. Эти условия определяются расчетом. Выталкивающая сила воды, приходящаяся на единицу длины полностью погруженого в воду нефтепровода при отсутствии волнения и течения, определяется по формуле:

$$A = \frac{\Pi}{4 D_{н}^{2} \gamma^{в} g} \qquad (27)$$

где $D_н$ - наружный диаметр трубы с учетом изоляционного и утяжеляющего покрытия, м; $\gamma^в$ - плотность морской воды с учетом растворимых в ней частиц грунта, кг/см^3; g - ускорение свободного падения $g = 9{,}81$ м/см^2.

Проектная глубина заглубления устанавливается на основании инженерных изысканий с учетом переформирования дна и берега по трассе. При значительных переформированиях дна подхода нефтепровода к берегу и невозможности его заглубления разрешается прокладка нефтегазопровода на сваях.

Диаметр морского подводного трубопровода определяется гидравлическим гидротехническим расчетом. Толщина стенки трубопровода в зависимости от диаметра.

Морские подводные трубопроводы расчитываются на устойчивость против перемешения под воздействием волн и донных течений и волновых нагрузок.

Наименьший вес расположеного на дне водоема нефтегазопровода G(кН/м), обеспечивающий устойчивое положение от воздействия волн и течений в мелководной и прибойной зонах следует определять по формуле:

$$G = \frac{m_i}{m_4\varphi}[P_{zp}] + \frac{m_2}{m_4}[P_{zp}] - \frac{m_3}{m_4}G_{пр} \qquad (28)$$

где $G_{пр.}$ - вес транспортируемого по трубопроводу продукта, (кН/м); П - коэффициент, характеризующий соприкосновение трубопровода с грунтом, φ - коэффициент трения; m_i - коэффициент перегрузки.

Методика расчета по проектированию трубопроводов в шельфовых зонах морей разработана применительно к трубопроводам, прокладываемым на эстакадах в районах в акватории Каспийского моря.

Приемочные испытания трубопроводов осуществляются гидравлическим или пневматическим способом. Испытательное давление должно быть в 1,5 раза выше рабочего, предусмотренного проектом. Для напорных стальных трубопроводов предельное состояние определяется несущей способностью трубопровода (прочностью, устойчивостью, выносливостью). Надежность конструкции трубопроводов и их систем должна обеспечиваться расчетом, расчетными схемами. Нагрузки, действующие на тру-

бопровод, подразделяются на постоянные и временные. При расчете трубопровода учитывают следующие постоянные нагрузки: вес трубопровода со всеми конструктивными элементами, закрепленными на трубопроводе; вес антикоррозионного изоляционного покрытия, теплоизоляционности , вес транспортируемого продукта.

Временные длительные нагрузки: давление транспортируемого по трубопроводу продукта, температурные технологические, климатические воздействия, кратковременные нагрузки: ветровые, снеговые нагрузки, обледенение, нагрузки от проезжающего транспорта, сейсмические.

Толщина стенки трубопровода δ (см) определяется по формуле

$$\delta = \frac{hPD_н}{2(\psi_1 R_1 + hP)} \qquad (29)$$

где **h** - коэффициент перегрузки рабочего давления; **P** - рабочее (нормативное) давление, н/см^2; $D_н$ - наружный диаметр; R_1 - расчетное сопротивление растяжению, сжатию, изгибу материала труб; ψ- коэффициент снижения расчетного сопротивления.

Расчет опоры и опорные части рассчитывают на восприятие передаваемых трубопроводом и вспомогательными конструкциями вертикальных, горизонтальных (продольных, поперечных) усилий и изгибающих моментов, определяемых от расчетных нагрузок и воздействий в наиболее невыгодном их сочетании с учетом возможных смешений опор в процессе эксплуатации.

Вертикальная нагрузка

$$A_{верт} = \frac{q_{полн}}{2}(l_л + l_{пр}) \qquad (30)$$

где $l_л$ и $l_{пр}$ - соответственно размеры левого и правого пролетов, примыкающих к опоре.

Горизонтальная нагрузка, действующая поперек оси трубопровода

$$A_{го} = \frac{q_в}{2}(l_л + l_{пр}) \qquad (31)$$

где $q_в$ - расчетная вертикальная нагрузка на трубопровод, н/см.

Горизонтальные нагрузки, действующие вдоль оси трубопровода

$$A_{гн}=\frac{q_{полн}}{2}\left(l_л+l_{пр}\right)\cdot\theta \quad (32)$$

где θ - максимальное значение коэффициента трения.

Горизонтальную нагрузку действующую перпендикулярно оси промолинейного участка трубопровода

$$A_{го}^{кр}=\frac{q_в}{2}\left(h+b_1 l\right)+a_1 A_{гн} \quad (33)$$

Конструктивные требования к трубопроводам на эстакаде должны прокладываться пакетами с горизонтальным и вертикальным расположением труб. Расстояние между трубами должно обеспечивать возможность производства монтажных и ремонтных работ, а также независимость перемещений трубопроводов при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта. Опоры под трубопроводы должны быть специальной конструкцией, закрепляемых к пролетным строениям эстакады.

2.5. Новый метод расчета прочности глубоководных трубопроводов в процессе установки безотводных стояков

В области добычи и транспорта нефти и газа в морских условиях большую роль играет подводные трубопроводы.

В настоящее время в Каспийском море глубина нефтегазовых месторождений изменяется в пределах 100-300 м и прокладки подводных трубопроводов представляет одно из основных проблем в нефтегазовой отрасли. [175]

В процессе прокладка подводных трубопроводов установки стояков представляет один из основных факторов, т.к. выполняется на основе различных технологических схем (рис. 12).

Стояки подводных трубопроводов транспортируется и устанавливаются на место вместе с линейной частью, однако подводные течения, как основной фактор, не дают возможность закрепления стояков вплотную к горизонтальным связям МСП, в

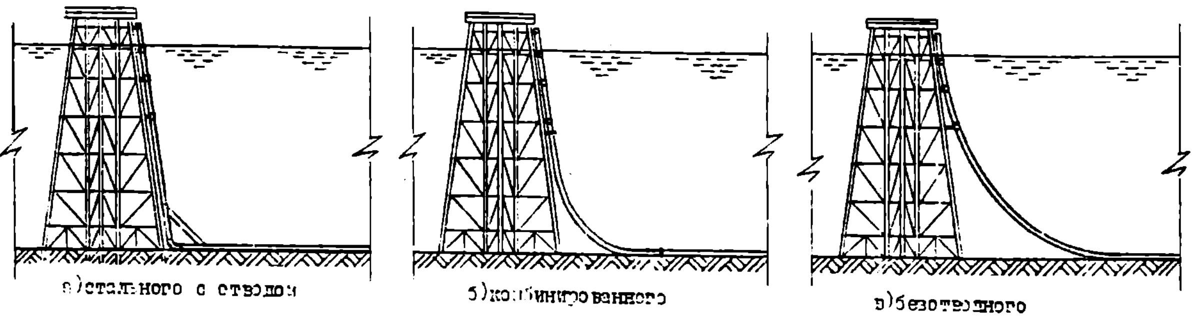


Рис. Фактическое положение стояка

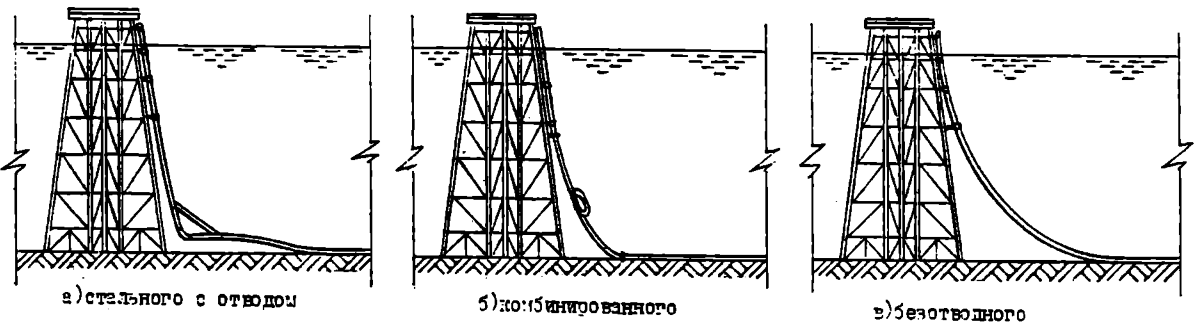


Рис.12 Проектное и фактическое положение стояка

результате этого после определеного срока эксплуатации в стояках подводных трубопроводов возникают аварийные ситуации. [47]

В период строительства трубопроводов были установлены в основном стояки с отводами и более десяти стояков из гибких труб с целью уменьшения аварийных ситуаций, но несмотря на эластичность гибких труб их незакрепленная часть выходит из строя, в результате трения о металлоконструкции МСП.

При эксплуатации, вышеуказанные способы не оправдали себя и в связи с этим стала применяться безотводная технология установки стояков.

Первый безотводный стояк был установлен в 1991 году из труб 325x16 при глубине моря 150 м, кроме этого был проведен ремонт около десяти поврежденных стояков ранее проложенных трубопроводов согласно указанной технологии и было установлено около двадцати стояков безотводным методом, который применяется в настоящее время.

Во время установки стояка по безотводной технологии происходит некоторое увеличение длины провисающего участка подводного трубопровода за счет приращения длины плети на величину длины устанавливаемого стояка, что приводит к уменьшению радиуса кривизны, а следовательно, к увеличению стрелки изгиба. При этом происходит значительное увеличение максимального напряжения на участке изгиба, поэтому возникает необходимость разработки более уточненных методов расчета напряженно-деформированного состояния глубоководных трубопроводов, возникающего в процессе установки безотводных стояков. [53]

Метод расчета напряженно-деформированного состояния подводных трубопроводов, погружаемых на небольшие глубины, основан на целом ряде допушения, которые становятся неприемлемыми при укладке на глубины, превышающие 20-30 наружных диаметров /325/ трубопроводов. В связи с этим при погружении трубопроводов на большие глубины, следует пользоваться уточненными методами расчета.

При укладке подводных трубопроводов небольших диаметров (D = 300 мм) на небольшие глубины (несколько сотен метров), когда влияние изгибной жесткости трубы мало по сравнению с влиянием осевой силы, для получения основных зависимостей можно использовать расчетную схему гибкой нити. Кроме того, представляется возможным использовать основные расчетные зависимости гибкой нити и для глубоководных трубопроводов диаметром более 300 мм на участках, где угол достигает значительной величины.

Выбор для указанных выше целей уравнения гибкой нити обуславливается прежде всего тем, что основные её параметры выражаются простыми зависимостями в явном виде.

Расчетная схема трубопровода по схеме гибкой нити приведена на рис. 12.

Горизонтальная составляющая осевой силы определяется по формуле

$$N = \rho \cdot P \qquad (34)$$

где:

P - распределенная сила тяжести, гибкой нити;

ρ - радиус кривизны трубопровода.

Тогда напряжение от изгиба можно написать в виде

$$\sigma_н = \frac{P \cdot E \cdot D_н}{2N} \qquad (35)$$

где:

$D_н$ - наружный диаметр трубопровода;

E - модуль упругости металла.

По формуле можно определить минимальное значение, ограничивающее в трубопроводе допустимые напряжения.

Напряжение в погружаемом трубопроводе можно регулировать изменением натяжения, создаваемого трубоукладочной баржой.

2.6. Разработка новой технологии прокладки трубопроводов подводной скважины

В последние годы в зарубежной практике широкое применение нашла разработка морских месторождений скважинами с подводным закачиванием устья, что позволяет отказаться

отказаться от сооружения дорогостоящих морских стационарных платформ.

В отечественной практике впервые подводная скважина была введена в эксплуатацию на Каспийском море на месторождении Гюнешли. [5]

Разведочная скважина № 15 была пробурена с полупогружной буровой установки (ППБУ) "Каспморнефть" на глубине моря 135 м на расстоянии около 3 километров от близрасположенной МСП №2.

В зарубежной практике прокладка трубопроводов подводной скважины осуществляется из гибких труб методом "сматывания с барабана" и особых трудностей не вызывает.

Учитывая большую стоимость гибких труб производимых инофирмами, (отечественная промышленость гибких труб не производит), было решено прокладку осуществить из комбинированных трубопроводов, состоящих из концевых гибких участков и центрального стального участка.

С этой целью у фирмы "Кофлексиф" были закуплены 4 гибких трубопровода длиной по 450 м каждый, диаметрами 4 и 2 дюйма, по два трубопровода каждого диаметра. Был закуплен также специальный укладочный барабан с приводом.

С целью сокращения работ в открытом море центральный участок трубопровода был изготовлен по схеме "труба в трубе", что позволяет осуществлять одновременно укладку двух трубопроводов.

На береговой монтажно-сварочной площадке была изготовлена плеть из труб 73x9 длиной 2300 м и испытана гидравлически на 52 МПа с помощью трубоукладчиков на эту плеть нанизывались секции из труб 219x18 длиной по 200 м, которые сваривались между собой. После изготовления внешний трубопровод из труб 219x18 был испытан гидравлический на 30 МПа. Для буксировки на плаву трубопровод был оснащен понтонами.

После завершения укладки трубопровода и его испытания подводная скважина была введена в эксплуатацию.

2.7. Ускоренный метод ремонта подводного морского нефтегазопровода

В процессе эксплуатации подводные трубопроводы подвергаются различного рода внешним и внутренним нагрузкам и воздействием, что не исключает вероятности их повреждения и необходимости ремонта. Особенностью ремонта трубопроводов, кроме технических сложностей, является большая зависимость от состояния моря, поэтому очень важны разработка и применение таких методов ремонта, которые сводят к минимуму влияния погодных условий. [9,10]

Ниже приводится метод ремонта подводного газопровода $Д_н$ = 530 мм, транспортирующего газ с м/р "Нефтяные Камни" на газобензиновый завод. (Этот газопровод является одной из основных магистралей, снабжающей Республику газом, поэтому очень важное значение приобретает его ускоренный ремонт и ввод в эксплуатацию). [11]

Авария газопровода произошла после сильного шторма на глубине моря 16 м. Проведенное водолазное обследование показало, что поврежден сварной шов, который был разорван почти по всему периметру (только участок длиной около 10 мм соединял два конца трубопровода). Характер повреждения делал неэффективным осуществить ремонт трубопровода под водой. Для этого необходимо было разработать и изготовить специальную муфту, для установки которой требовались сложные водолазные работы и много времени. Было принято решение: ремонт трубопровода осуществить поднятием его на поверхность воды с применением трубоукладочной баржи "С.Везиров". Предварительные расчеты показали, что при подъеме заполненного водой трубопровода со дна моря на поверхность кранбалками трубоукладочной баржи в нем возникают большие изгибные напряжения. Для уменьшения этих напряжений необходимо было вытеснение воды из трубопровода, но это требовало большого объема подводно-технических и организационных работ (установка на оба конца трубопровода обратного клапана и продувка 50 км). [42,48]

Было принято решение: уменьшение изгибных напряжений в трубопроводе осуществить путем установки на него гибких понтонов (всего было установлено 6 понтонов г/п 5 т каждый, по 3 понтона в каждую сторону от места разрыва трубопровода). Преимущество гибких понтонов по сравнению с металлическими заключается в простоте их доставки на дно моря и установки на трубопровод. Понтоны доставляются на точку установки водолазами в свернутом состоянии, закрепляются на трубопроводе ремнями и затем заполняются воздухом. [40]

На рис.13 приводится схема расстаноки гибких понтонов и подъема трубопровода на борт трубоукладочного судна "С.Везиров".

Расчетная схема подъема трубопровода приведена на рис. 13

Вес 1 пог.м пустой трубы на воздухе определяются по формуле

$$G = \frac{\pi}{4}\left(Д_{н}^{2} - Д_{вн}^{2}\right)\gamma_{ст} \qquad (36)$$

где: **$Д_н$** - наружный диаметр трубопровода; **$Д_{вн}$**. - внутренний диамерт трубопровода; $\gamma_{ст}$ - удельный вес стали ($\gamma_{ст}$ = 7850 кг/м^3).

Вес 1 пог.м трубы с продуктом определяют по формуле:

$$q = (G + G_{пр}) - \theta_{внт} \qquad (37)$$

где: **$G_{пр}$** - вес 1 пог.м трубы с продуктом

$\gamma_н$ - удельный вес продукта

$\gamma_в$- удельный вес морской воды.

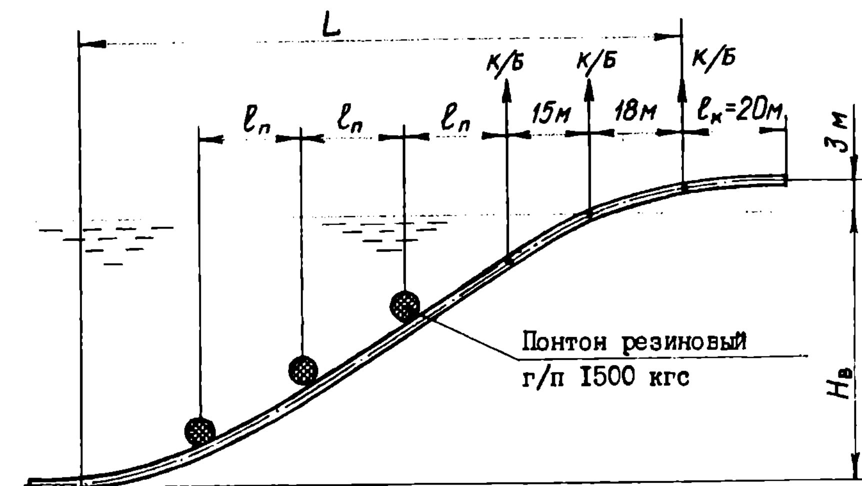
Допускаемое напряжение при подъеме трубопровода

$$[\delta] = 0{,}85\ \delta_{тек} \qquad (38)$$

$\delta_{тек}$ - предел текучести стали.

Допускаемый вес трубопровода для подъема определяют по формуле

$$[\sigma_{доп}] = 0{,}306 * \sqrt{\frac{PEH_в}{J}} \qquad (39)$$



Расчетная схема подъема трубопровода

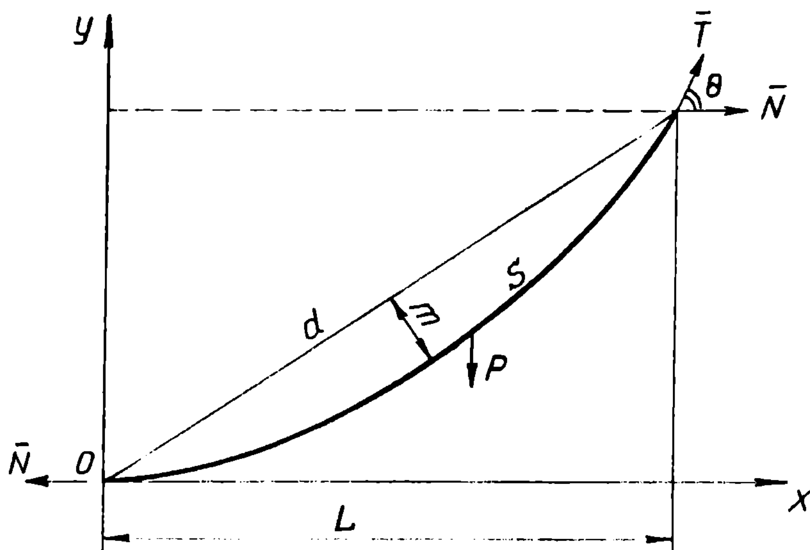


Рис. 13 Расчетная схема трубопровода

где **E** - модуль продольной упругости стали (**E**=2,1* 10^6 кгс/см^2)

$H_в$ - глубина моря, см; **J** - момент инерции трубы, см

P - вес трубопровода в воде, кг/см

Длина проекции поднимаемого участка определяют по формуле:

$$L = \sqrt[4]{\frac{24EJ_н}{P}} \qquad (40)$$

Расстояние между понтонами определяют по формуле:

$$l_н = \frac{Q_н}{P + q} \qquad (41)$$

где: $\theta_н$ - грузоподъемность понтона, кгс.

3. ОСОБЕННОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

3.1. Потери давления в подводных трубопроводах, транспортирующих газожидкостные смеси

В начальный период разработки морских месторождений система однотрубного транспорта с отдельных морских оснований имеет ряд преимуществ по отношению к любой системе раздельного транспорта нефти и газа. Появляется возможность быстрого ввода в строй скважин, выходящих из бурения, предельно упрощается технология эксплуатации, экономятся дефицитные арматура и оборудование, увеличивается полезная площадь под гидротехнические сооружения для перспективного проектирования.

Транспорт газожидкостной смеси по подводному трубопроводу характеризуется рядом особенностей. Если на суше можно влиять на рельеф трассы (срезки, подсыпки), соблюдать нормативные уклоны, а в местах вероятного скопления конденсата устанавливать дрипы, то в условиях моря это не представляется возможным. [14]

По мере увеличения глубин моря, удаления морских сооружений от берега подводные нефтегазоколлекторы начинают работать в более жестких условиях. Транспорт газожидкостной смеси осложняются за счет снижения температуры смеси до температуры окружающей воды, наличия постоянного обратного уклона, характера дна моря (амплитуды смены спусков и подъемов трубопровода) . При выводе подводного трубопровода на соседние основания имеет место прорыв газа через столб жидкости, что приводит к большим пульсациям давления. [15]

Практика проектирования подводных трубопроводов для транспорта газожидкостных смесей показывает, что расчетные параметры нефтепроводов отличаются от их эксплуатационных характеристик. Анализ работы запроектированных нефтегазоколлекторов выявил погрешности, достигающие 30-40 % .[43]

При расчетах режимов работы трубопровода необходимо точно знать, какое количество газа остается растворенным в нефти. В случае транспорта системы нефть-вода-газ принима-

ем нулевую растворимость газа в пластовой воде.

Количество свободного газа в трубопроводе определяется по формуле:

$$Q_{св} = (Г\text{-}Ф)Q_н \quad (42)$$

где **Г**- полный газовый фактор в $м^3/м^3$; **Ф** - остаточный газовый фактор нефти при давлении и температуре перекачки в $м^3/м^3$.

При определении остаточного газового фактора часто пользуются законом Генри для многокомпонентной смеси. С ростом давления в системе отмечаются большие отклонения от этого закона. Более точные результаты дает математическая обработка экспериментальных данных, где газовый фактор определен как функция от давления и температуры (рис. 14).

Точное установление средней вязкости смеси дает возможность определить истинные линейные потери давления в трубопроводе. Экспериментально установлено, что вязкость дегазированной нефти мало зависит от давления. Зависимость вязкости нефти от газового фактора и температуры перекачки имеет вид :

$$\mu = \mu_t \cdot e^{-аФ} \quad (43)$$

где **Ф** - количество растворенного в нефти газа в $м^3$ / $м^3$; **а** - коэффициент, не зависящий от температуры (рис. 15) ; μ_t - вязкость дегазированной нефти при температуре перекачки.

Газожидкостная смесь транспортируется по трубопроводу протяженностью 11750, диаметром 0,325 и толщиной стенки 0,016 м.

В приемном нефтегазоколлекторе P_2=0,6, $P_{ср}$=0,86 МПа.

Решение задачи о парамертах течения газожидкостной смеси сводится к трем основным этапам:

определению количества транспортируемого свободного газа в условиях перекачки и получению значений величин, участвующих в расчете;

анализу профиля подводного трубопровода и определению режима течения газожидкостной смеси, выбору метода расчета;

определению потерь на преодоление линейных сопротивлений и потерь давления в местных сопротивлениях.

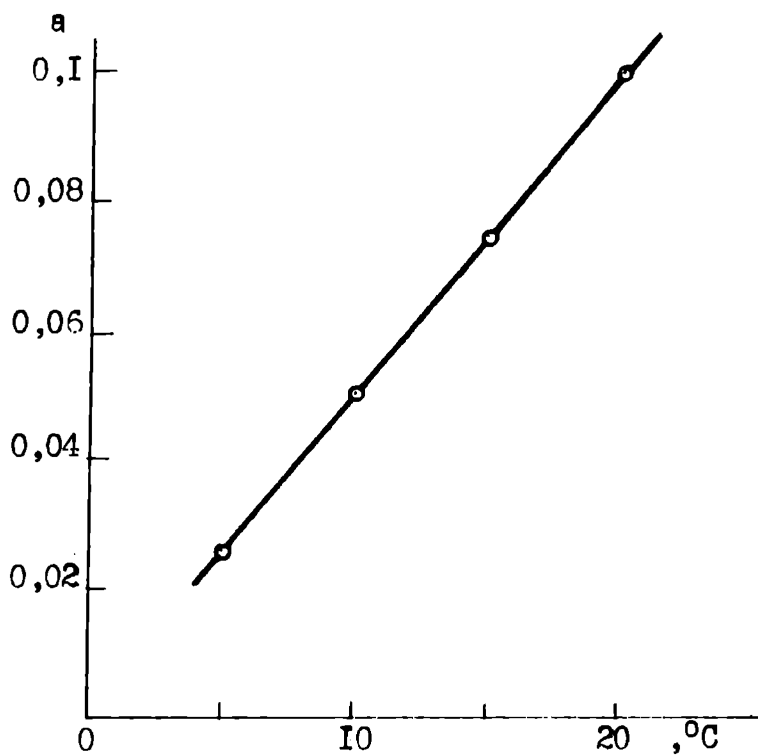


Рис. 14 Зависимость вязкости дегазированной нефти при различных температурах

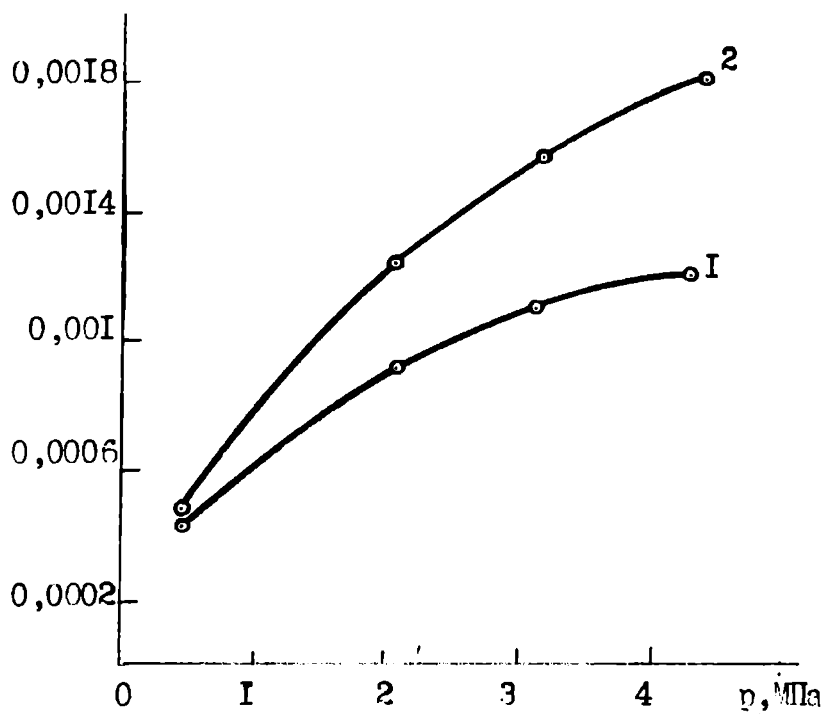


Рис. 15 Определение коэффициента в зависимости от плотности жидкости

Расчетная схема трубопровода представлена на рис.16.
Определим:

1. Количество свободного газа в условиях перекачки

$$Q_г = Q_н(Г - Ф)\frac{P_0 T_{ср} Z}{P_{ср} T_0} \quad (44)$$

где $Q_н$ - количество перекачиваемой нефти в $м^3$/сут.

2. Расходное объемное газосодержание

$$\beta = \frac{Q_н}{Q_г + Q_н} \quad (45)$$

3. Скорость (м/с) движения газожидкостной смеси

$$V_{cm} = \frac{Q_г + Q_н}{0{,}7854D^2} \quad (46)$$

где D - внутрений диаметр трубы в м.

4. Число Фруда газожидкостной смеси

$$F_{rcm} = \frac{V_{cm}^2}{gD} \quad (47)$$

5. Истинное газосодержание потока в линейной части трубопровода

$$\varphi = 0{,}81\beta(1 - e^{-2{,}2\sqrt{Fr}}{}_{cm}) \quad (48)$$

6. Плотности жидкости с учетом растворенного в ней газа и смеси в линейной части трубопровода

$$\rho_ж = \rho_0 \cdot e^{-вФ} \quad ; \quad \rho_{cm} = \rho_ж(1 - \varphi) + \rho_г P_{ср}\varphi \quad (49)$$

где в - коэффициент, определяемый по рис. 16

7. Вязкость газожидкостной смеси

$$\frac{1}{\nu_{cm}} = \frac{\beta}{\nu_г} + \frac{1-\beta}{\nu_ж} \quad (50)$$

Значения V по формуле (50) приведены к условиям транспорта газожидкостной смеси.

Коэффициенты **а** и **в** получены статистической обработкой данных о работе нефтегазоколлекторов.

8. Критерий Рейнольдса для смеси

$$R_{lcm} = \frac{dV_{cm}}{\nu_{cm}} \quad (51)$$

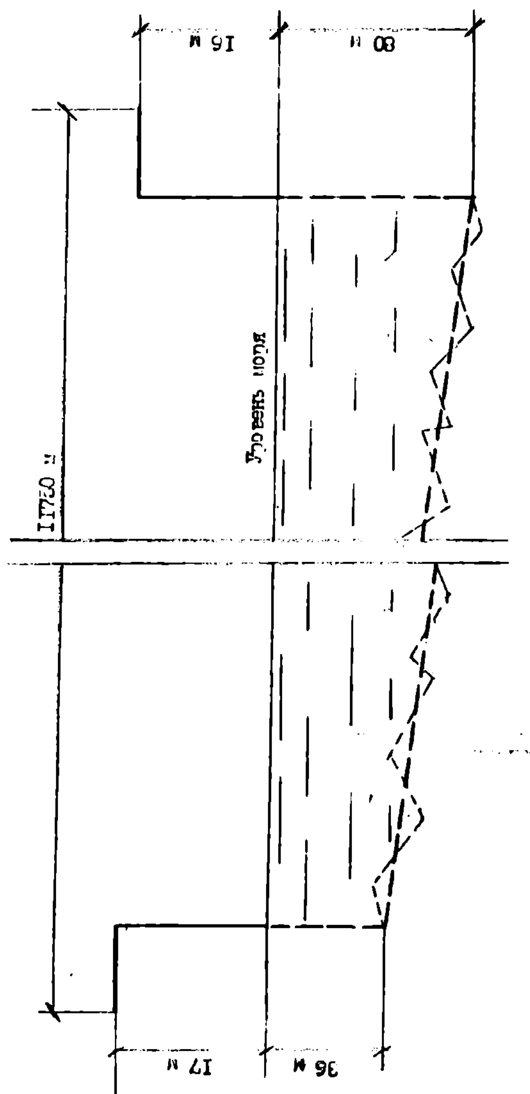


Рис.16 Расчетная схема трубопровода

9. Коэффициент гидравлического сопротивления газожидкостного потока

$$\lambda_{cm} = \frac{1}{(1{,}8\lg R_{lcm} - 1{,}5)^2} \quad (52)$$

10. Перепад давления в трубопроводе

$$\Delta P = \Delta P_{тр} + \Delta P_h \quad (53)$$

11. Потери давления на трение

$$\Delta P_{тр} = \beta g \frac{L \mu_{cm}^{m} Q_{cm}^{2-m}}{\rho_{cm}^{m-1} D^{5-m}} \quad (54)$$

где $\beta = \frac{8\lambda}{\pi g}$; **g** - ускорение свободного падения в м/с^2;

L - длина трубопровода в м; $\mu_{см}$ - динамическая вязкость в МПа с; $Q_{см}$ - объемный расход жидкости в м; **D** - диаметр трубопровода в м ; $\rho_{см}$ - плотность жидкости в кг/м^3.

12. Потери давления на преодоление неровностей рельефа

$$\Delta P_h = \sum_{1}^{n} h \rho_в g = \sum_{1}^{n} h \rho_н g \quad (55)$$

$$\rho_в = \rho_ж(1 - \varphi_в) + \rho_г \cdot P_{ср} \cdot \varphi_в \quad (56)$$

$$\rho_н = \rho_ж(1 - \varphi_н) + \rho_г \cdot P_{ср} \cdot \varphi_н \quad (57)$$

где **h** - высота стояка в м; $\rho_в$, $\rho_н$ - плотность смеси восходящего и нисходящего потоков в кг/м^3; $\varphi_в$, $\varphi_н$ - истинное газосодержание восходящего и нисходящего потоков.

13. Полный перепад давления в трубопровопроводе с учетом влияния всех факторов

$$\Delta P = K \cdot \Delta P_{тр} + \Delta P_h \quad (58)$$

где **K** = 1,1 - коэффициент, учитывающий влияние местных сопротивлений.

14. Начальное давление в трубопроводе, определенное по вышеуказанной методике

$$P_1 = P_2 + \Delta P \approx 1{,}4 \text{ МПа} \quad (59)$$

3.2. Гидравлические показатели рельефных трубопроводов на глубоководном месторождении

Развитие нефтегазодобычи на Каспии связано с освоением месторождений, расположенных на глубоководных акваториях моря. В настоящее время разрабатывается м/р Гюнешли. В перспективе ожидается вовлечение в разработку глубоководных месторождений Чырах, Азери и Кяпаз.

Освоение глубоководных месторождений выдвигает целый ряд сложных технических проблем. При этом приходится решать не менее сложные технические вопросы, одним из которых является сбор продукции морских кустовых стационарных платформ (МКСП) и транспорт до центрального морского пункта сбора (ЦМПС).

Сложность проектирования систем сбора и траспорта продукции заключается не только в том, что оно расположено на значительном удалении от существующих береговых баз (100-150 км), но и в том, что размещено на глубоководной акватории Каспийского моря (100-250 м). [43]

В связи с этим возможность применения схем сбора и транспорта существующих нефтяных месторождений, расположенных в прибрежной акватории Каспия и на глубинах до 40 м, ограничена. В основе данных схем лежит принцип коллекторной системы.

Важность правильного выбора схемы сбора и транспорта продукции и технологических параметров трубопроводов обуславливается тем, что схема в определенной мере предопределяет номенклатуру процессов на МКСП и мощность устанавливаемого оборудования.

При выборе схем сбора и транспорта продукции нефтегазового, газоконденсатного и нефтегазоконденсатного месторождений инструментом является методика гидравлического расчета движения газожидкостной смеси в рельефных трубах, точность которой в значительной степени влияет на правильность выбора самой схемы и технологических параметров трубопроводов. [38]

Усилиями многих исследовательских организаций в стране и за рубежом созданы методы расчета двухфазных потоков в рельефных трубах. При проектировании и эксплуатации нефтегазо-, газоконденсато- и нефтегазоконденсатопрово-топроводов успешно применяются методы расчета, разработанные во ВНИИГАЗе, МИНХИГП им. акад. Губкина, ГрозНИ им. акад. Миллионщикова, Гипровостокнефти и др. [63]

С целью выбора наиболее приемлевого для условий глубоководных месторождений метода расчета было проведено сравнение результатов расчетов по перечисленнвм методам с фактическими данными при различных режимах работы существующих трубопроводов сбора и транспорта продукции м/р Гюнешли.

Месторождение Гюнешли расположено на удалении 110 км от береговых баз и размещено на участке моря глубиной 80-300 м. На м/р принят кустовой метод расположения скважин. Количество добывных скважин в настоящее время составляет до 24 единиц.

Сравнение расчетных и фактических данных показало значительное расхождение. Наименьшие погрешности получены в результате расчетов по методическим разработкам ВНИИГАЗа. При этом восходящие стояки к платформам рассчитывались как добывные, а нисходящие - как нагнетательные скважины.

Это позволило принять в методики ВНИИГАЗа для расчета трубопроводов сбора и транспорта продукции на месторождении Гюнешли. Рассмотрение различных схем сбора и транспорта позволило принять принцип "узловых" платформ. Согласно схеме продукция близлежащих платформ без разделения поступает на узловую платформу, где происходит одно ступенчатая сепарация. Далее газ под давлением сепарации транспортируется на ЦМПС, а жидкость в газонасыщенном состоянии откачивается насосами. При этом давление в нефтепроводе повышается до значения, исключающего разгазирование нефти по всей протяженности трубопровода.

Главным преимуществом такой схемы сбора и транспорта продукции является существенное сокращение номенклатуры технологических процессов и количества эксплуатационного оборудования на МКСП, а также максимальное использование энергии пласта. Но при этом несколько снижена надежность сбора продукции МКСП, что потребовало создания малых кольцевых схем, объединяющих 2-3 платформы. [55]

Проведенные исследования позволяют определить, что при выборе схемы и оптимальных технологических параметров трубопроводов сбора и транспорта расчет рельефных трубопроводов должен вестись по элементам. Так, восходящий к платформе стояк должен рассматриваться как добывная скважина, а нисходящий стояк - как нагнетательная, наиболее рациональной является лучевая схема сбора продукции с определение узловых платформ. Данная схема будет работоспособной и на газлифтный период эксплуатации, когда давление на крайних платформах составит не более 2,0 МПа, создание лучевой схемы сбора продукции МКСП со средоточением I ступени сепарации на узловых платформах позволяет сохранить номенклатуру технологических процессов и соответвественно количество оборудования на МКСП.

3.3. Влияние капельной жидкости на производительность магистральных газопроводов

При сложившейся системе сбора и транспорта газ, добываемый на месторождениях, после хозрасчетных операций на береговых газосборных пунктах (ГСП) сдается Управлению магистральных газопроводов. В связи с отсутствием на береговых ГСП систем подготовки газа необходимой кондиции, в магистральные газопроводы поступает газ, насыщенный тяжелыми углеводородами и парами воды.

Движение сырого газа по трубопроводу, в результате изменения температуры и давления по его трассе, сопровождадается массообменными процессами. При этом интенсивная

теплоотдача на начальных участках трубопровода приводит к тому, что процесс конденсации и накопление жидкости происходят в основном на этих участках и, наоборот, на конечных участках трубопровода в результате уменьшения давления, определяемого гидравлическими потерями, доминирует процесс испарения жидкой фазы.

Существующие правила измерения расхода газа предполагают соответствие подаваемого в магистральные газопроводы газа требованиям технических условий, устанавливаемых отраслевым стандартам. В рассматриваемых случаях вследствие отклонения кондиции газа от установленных требований и норм, в показаниях расходомеров вносятся погрешности.

В настоящее время количественная оценка величины погрешности расходомеров, обусловленной наличием в газе капельной жидкости, из-за отсутствия соотвующих методов не представляется возможным.

В этой связи в работе предложен косвенный путь определения влияния капельной жидкости на производительность магистральных газопроводов.

Известно, что магистральные газопроводы проектируются на скорость газа 15-20 м/сек, что обеспечивает унос сконденсировавшейся влаги потоком газа. При этом движение в трубопроводе газа, содержащего капельную жидкость, должно рассматриваться как двухфазное движение.

С целью исследования влияния сконденсировавшейся жидкости на рабочие параметры газопроводов и выявления качественной картины процесса проведены численные эксперименты. Расчеты проводились по методическим разработкам ВНИИГАЗа.

Рассмотрен проложенный на слабопересеченной местности магистральный газопровод диаметром 700 мм и протяженностью 50 км. Давление в конце газопровода составляет 3,6 МПа, средняя температура потока равна 20 °С.

При различных содержания капельной жидкости строились гидравлические характеристики газопровода (рис. 17 , кривые 2-4). Здесь же для сравнения приведена гидравлическая характеристика газопровода сухого газа (кривая 1).

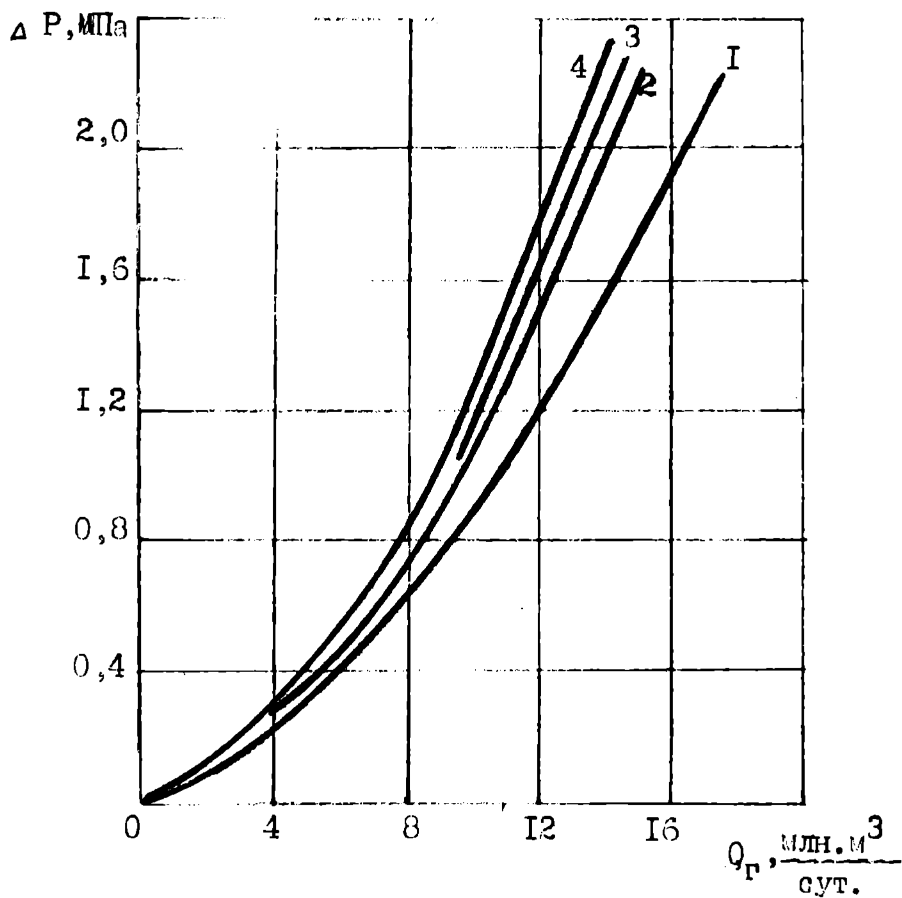


Рис.17 Гидравлическая характеристика магистрального газопровода при различных содержаниях капельной жидкости

Анализ результатов расчетов показывает, что наличие капельной жидкости в потоке газа приводит к отклонению гидравлической характеристики газопровода от таковой для сухого газа. При этом, чем больше содержание капельной жидкости в газе, тем существенней отклонение. Увеличение производительности газопровода также приводит к росту величины отклонения.

Во время движения газа, содержащего капельную жидкость, жидкая фаза смачивает внутреннюю поверхность трубы и движется в виде пленки. Данное течение классифицируется как кольцевое. При увеличении производительности газопровода толщина пленки уменьшается. Исследования ВНИИГАЗАа показывают, что при значительных расходах газа характеристики газопроводов, содержащих капельную жидкость, приближаются к характеристике газопровода сухого газа.

На рис. 18 представлено сравнение потерь давления в газопроводе, содержащем жидкостную фазу с потерями давления в газопроводе сухого газа. Увеличение производительности газопровода приводит к повышению разности потерь давления. При фиксированной производительности газопровода увеличение содержания капельной жидкости также приводит к росту разности потерь давления. Эта тенденция с увеличением содержания жидкости ослабевает. Причина заключается в том, что в определенных условиях с дальнейшим ростом содержания жидкости толщина пленки за счет возрастания скорости её давления не увеличивается.

Для графической иллюстрации влияния жидкости на производительность газопровода результаты соответствующих расчетов приведены на рис. 19. Увеличение содержания жидкости снижает производительность газопровода. Эта тендеция особенно сильна при незначительных содержаниях жидкости. Необходимо отметить, что чем больше производительность газопровода, тем ощутимей отрицательное влияние капельной жидкости.

Поэтому при наличии капельной жидкости в потоке газа

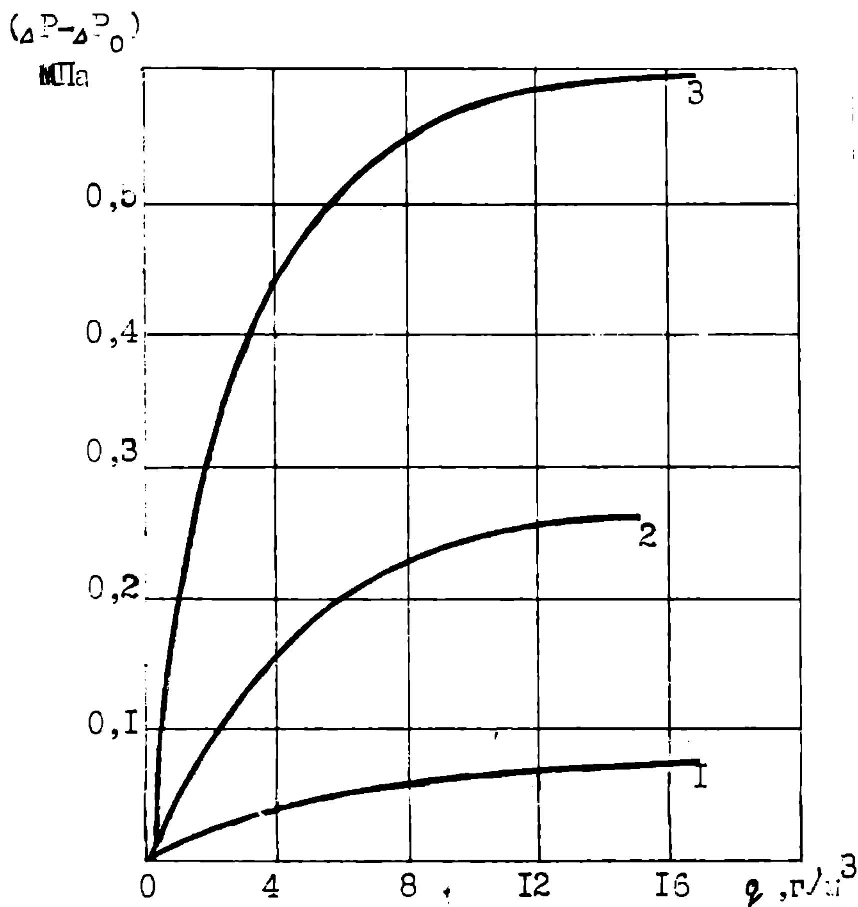


Рис. 18 Изменение потери давления в зависимости от содержания капельной жидкости в газе при различных расходах газа

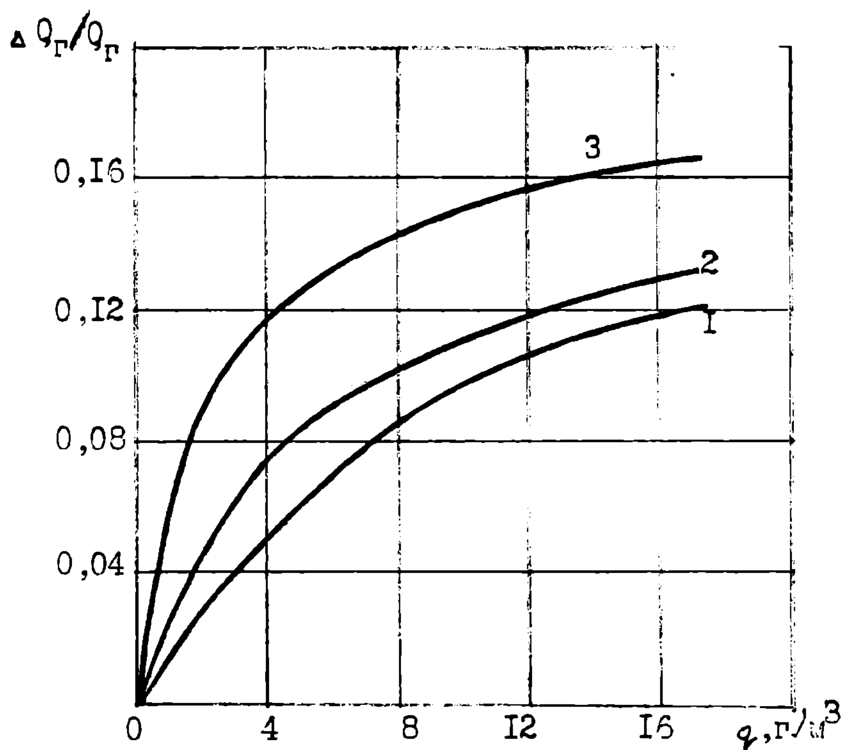


Рис. 19 Зависимость влияния капельной жидкости на производительность магистрального газопровода

снижается производительность газопровода. Так, при транспортировании газа в объеме 15 млн. $м^3$/сут по магистральному газопроводу протяженностью 50 км и диаметром 700 мм, содержание в потоке газа 15 $г/м^3$ капельной жидкости снижает производительность трубопровода до 16%.

С целью исключения отрицательного влияния капельной жидкости на производительность магистральных газопроводов транспортируемый газ должен проходить промысловую подготовку и иметь точки росы по влаге и углеводородам, соответствующие требованиям отраслевого стандарта. В противном случае, для ликвидации разбалансов в хозрасчетном учете газа должны быть выведены поправочные коэффициенты к расходомерным устройствам.

4.ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОКОЛЕКТОРОВ ПРИ ДВИЖЕНИИ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА

4.1. Анализ теплового режима подводных продуктопроводов.

Исследование данного вопроса позволит более правильно подойти к выбору технологических решений при проектировании схем сбора, транспорта продукции и наметить мероприятия по сокращению тепловых потерь, оптимизации термогидродинамического режима, разработки более эффективных методов борьбы против отложений парафина и гидратообразования в выкидных линиях морских скважин и в коллекторах. [144]

Продукция скважин площади Бахар поступает на групповые замерные установки (ГЗУ -1, ГЗУ - 2) по выкидным линиям под избыточным буферным давлением, затем по 12" продуктопроводам поступает на берег (ГСП - Гоусаны) . [27]

Эксплуатация месторождения осложнена тем, что скважины, пробуренные на разные горизонты, продуцируют парафинистой нефтью и газаконденсатом . Фракционный состав стабильного конденсата следующий: бензин - 37; лигроин - 17; керосин 28%.

Нефть месторождения Бахар высоковязкая, смолисто - парафинистая. Содержание парафина варьирует в пределах 10-28, смол-1-13%. Вязкость колеблется от 1 до 42^0Е при 30^0С. Температура застывания нефти изменяется от 17 до 37^0С. Газовый фактор варьирует в пределах 200-5000 $м^3/м^3$.

Осложнения в работе системы сбора, транспорта начинаются в осенне-зимний период в связи с интенсивным отложением в выкидных линиях и коллекторах парафина и гидратообразованием.

Отметим, что при проведении тепловых расчетов существенное значение имеет правильный выбор полного коэффициента теплопередачи от газожидкостного потока в окружающую среду.

Этот коэффициент является функцией внутреннего и внешнего коэффициентов теплопередачи, а также термических сопротивлений пограничного и изоляционных слоев, процесса конденсации и испарения. Теоретическое определение полного коэффициента теплопередачи связано с рядом затруднений, и поэтому таковое было определено на основе данных натурных измерений по формуле Шухова:

$$T_k = T_0 + (T_н - T_0) \cdot e^{-\frac{k\pi Dl}{CG}} \qquad (60)$$

где $T_н, T_к, T_0$ - температуры в начале и в конце продуктопровода, моря, ^{0}C; ,Д- длина и диаметр продуктопровода, м; G- весовой расход нефти, кг/ч; C- теплоемкость нефти, ккал/кг град; K- полный коэффициент теплопередачи, ккал/м^{2}ч ^{0}C.

Приведены исходные замеренные данные температуры (T) и давления (P) в начале и конце продуктопроводов, замеры жидкости ($Q_Ж$) и газа ($Q_Г$), температуры воды в море, вычисленные значения обобщенного коэффициента (K) теплопередачи для подводных продуктопроводов, а также даны значения коэффициентов теплопередачи, вычисленные по известному соотношению:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum\frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} \qquad (61)$$

где α_1, α_2- внутренний и внешний коэффициенты теплопередачи, ккал/м^{2}ч ^{0}C; λ - коэффициент теплопроводности, ккал/м ч ^{0}C; δ - толщина стенки трубы, м.

Как следует , значения K, вычисленные по формулам (60) и (61), несколько разнятся. Это объясняется тем, что параметр K, определенный по (60) и (61), не учитывает ряд процессов (испарение, конденсация, эффект дросселирования и др.).

При этом K для подводных продуктопроводов в пять-шесть раз выше, чем для подземных, рекомендуемых Шуховым, Лейбензоном и Каргом (3-6 ккал/м^{2}ч ^{0}C)

Частые осложнения в подводных продуктопроводах обусловливаются высокими значениями данного параметра (обильные отложения парафина, гидратообразование, закупорка сечений застывшей нефтью, разрывы их и др.).

Из рис. 20 видно, что в общем виде коэффициент теплопередачи зависит от дебита скважин, т.е. режима потока, и увеличивается по мере его возрастания. Хотя приведенная зависимость и носит эмпирический характер, ею можно пользоваться при ориентировачных расчетах величины К в опытном диапазоне.

На рис. 21 по вычисленным значениям К построены графики изменения температуры потока вдоль пути продуктопровода и динамика годового изменения температуры воды в море на глубине 15-20м в районе о. Песчаный.

Зная, что гидратообразование и закупорка продуктопровода застывшей нефтью начинаются с температуры ниже 17^0С, за неустойчивые периоды работы продуктопроводов можно принять время с ноября по апрель.

Анализ уравнения теплового баланса позволяет логически объяснить, почему продуктопроводы большего диаметра подвержены менее интенсивным отложениям, тогда как продуктопроводы меньшего диаметра(4,5 и 6") чаще забиваются гидратом и парафином.

Основной причиной такого положения является то, что в трубах большего диаметра движутся значительные массы жидкости на 1 $м^2$ внутренней поверхности, чем в трубах меньшего диаметра (рис. 22).

При обустройстве морских промыслов рекомендуется строить трубопроводы больших диаметров вместо множества трубопроводов малого диаметра. При определении оптимального диаметра трубопровода необходимо наивыгоднейший размер увязывать с техническими и экономическими факторами.

Для облегчения расчетов, что особенно важно в промысловых условиях, построена номограмма с целью определения температуры газожидкостной смеси в конце выкидной линии по известным температурам и расходам в начале трубопровода и размерам последнего. Расчеты выполнены по данным на ноябрь-декабрь месяцы, когда температура воды в море снижается в среднем с +15 до $+5^0$С.

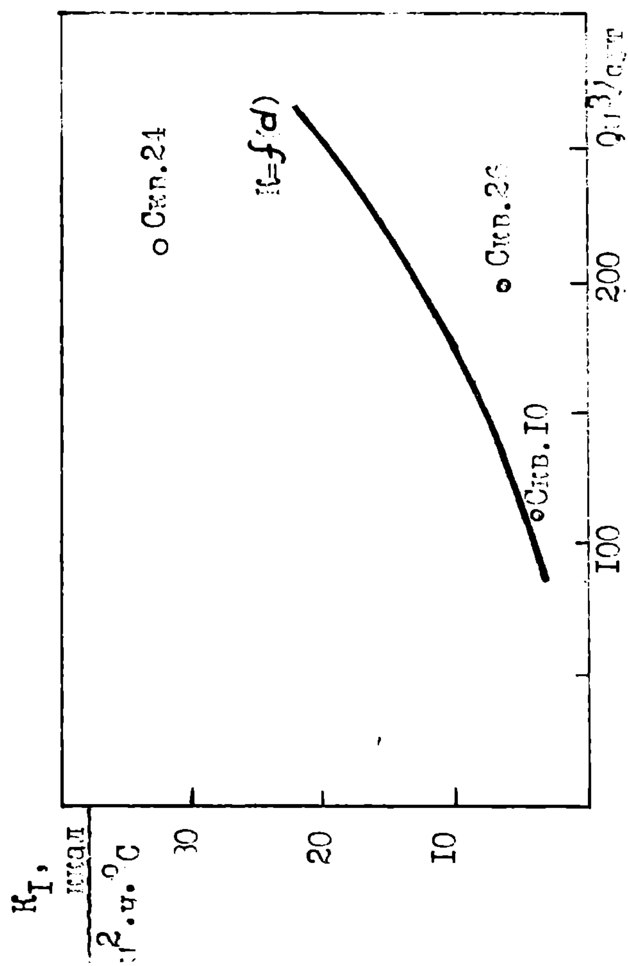


Рис. 20 Определение теплопередави в зависимости от дебита скважин

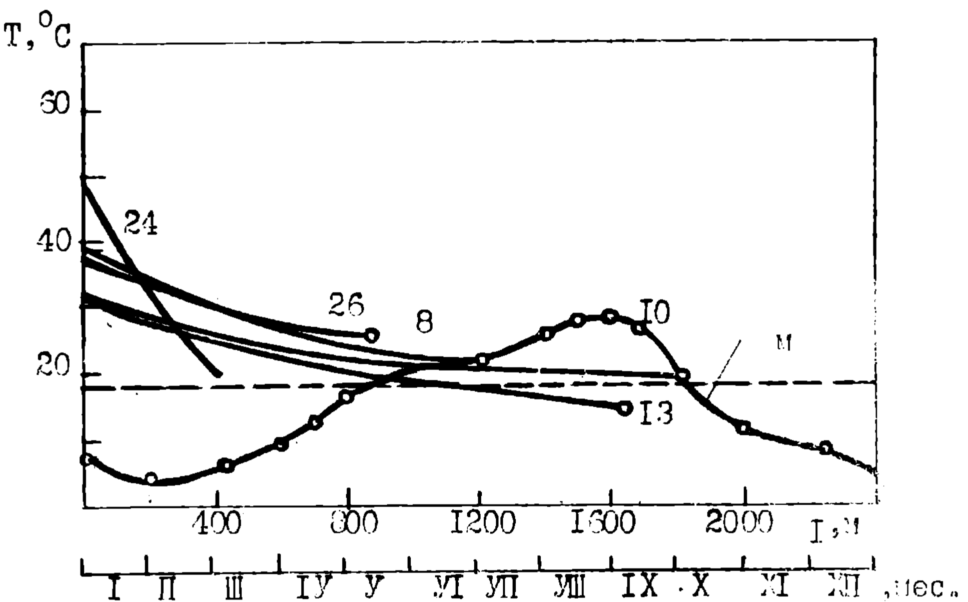


Рис. 21 Изменение температуры потока вдоль пути продукто-провода

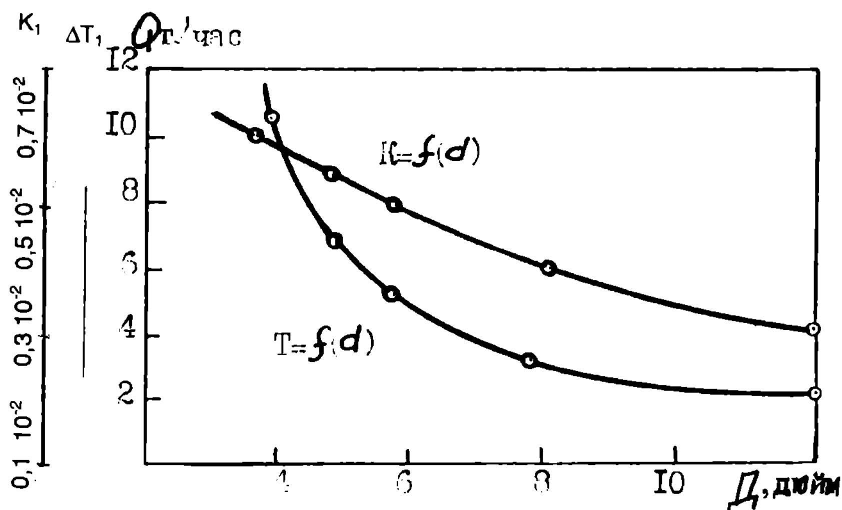


Рис. 22 Определение диаметра трубопровода при движении двухфахного потока

Номограмма охватывает диапазон условий работы нефтегазопроводов, характерных для месторождения Бахар. Кривые на номограмме соответствуют безразмерному параметру Шухова **Шу=336+2900**, который определяется по формуле:

$$Шу = \frac{k\pi Dl}{CG} \qquad (62)$$

Пользуясь данными табл. , определяем параметры: **C**=0,4, **d**=168, $Q_н$=200т/сут, $Q_г$=3000м^3/сут, **G**=336.

Тогда по номограмме T_1=50^{0}С в конце выкидной линии имеем температуру +21^{0}С. Замеренная величина составляла +22^{0}С. Расхождение составляет в пределах 1-1,5^{0}С, что является допустимым в пределах точности температурных измерений в промысловых условиях. Пользуясь номограммой (рис. 23), можно определить, до какой начальной температуры необходимо подогревать продукцию скважин для обеспечения устойчивой работы выкидных линий, т.е. температуры в конце трубопровода (+17;+18^{0}С). Расчеты показывают, что для 4 и 6" трубопроводов длиной по 1000м и производительностью 100т/сут нефти достаточно подогревать продукцию скважин до 50-60^{0}С. Температура на устье скважин месторождения Бахар варьирует (с учетом применения на отдельных основаниях электроподогревательных депарафинизационных установок "ЭДУ" мощностью 90 кВт и производительностью 100т/сут) в пределах до +60^{0}С. Для более многодебитных скважин следует устанавливать последовательно работающих "ЭДУ". Резкого снижения тепловых потерь и стабилизации теплового режима, независимо от погодных условий, можно достигнуть теплоизоляцией подводных нефтегазопроводов высокомеханизированным способом напыления замкнуто-пористого водонепроницаемого пенополиуретана.

4.2. Обоснование расчета теплоизоляции подводных нефтегазопроводов.

Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений показывает, что большинство осложнений в системе нефтепромысловых коммуникаций (закупорка их парафином, гидратооб-

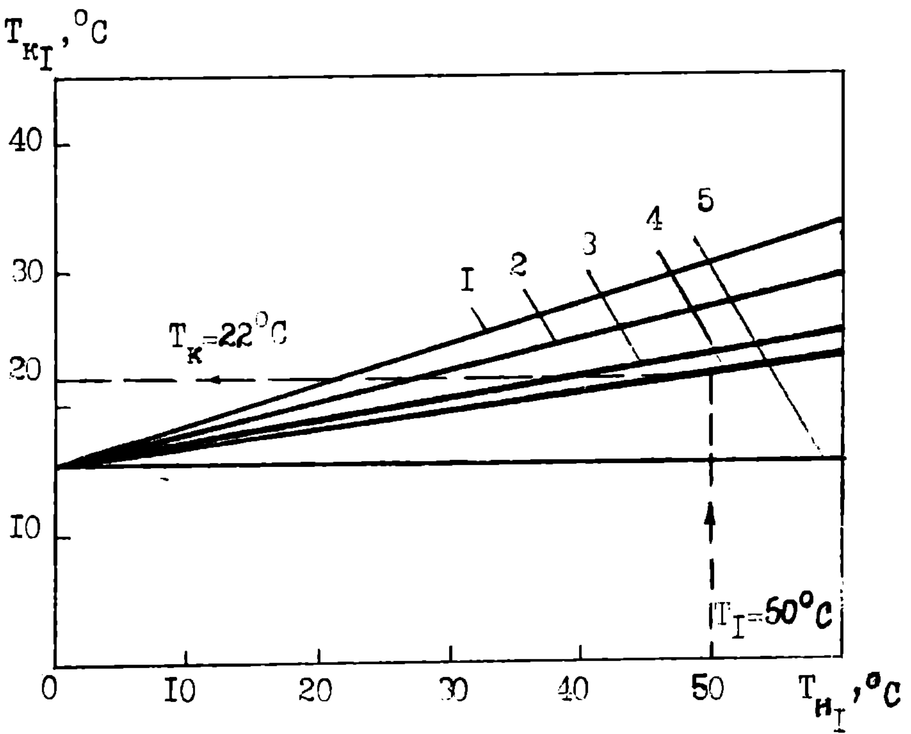


Рис. 23 Номограмма для определения начальной температуры

разование) происходит в осенне-зимний период, когда температура окружающей среды становится ниже точки кристаллизации смолопарафиновых отложений или гидратообразования (15÷17°С). [21]

С целью охраны окружающей среды, сокращения тепловых потерь и устранения недостатков применяемых способов теплоизоляции, а также возможности применения для подводных нефтегазопроводов, в НИПИ "Гипроморнефтегаз" разработан новый высокоэффективный способ механизированного непрерывного покрытия труб слоем замкнутопористого водонепроницаемого пенополиуретана. Указанная цель достигается путем нанесения слоя замкнутопористой изоляции (пенополиуретана) на участок трубопровода, подлежащий покрытию. Последний предварительно очищается и нагревается в среде горячих газов до температуры 20-30°С, и затем подаются первый и второй исходные компоненты пенополиуретана в смесительные пистолеты, в которых ингридиенты смешиваются. Конечным продуктом химической реакции производится покрытие поверхности трубопровода в кольцевом пространстве между изолируемой трубой и внутренней поверхностью формующей камеры.

Расчет оптимальной толщины тепловой изоляции трубопровода.

Воспользуемся формулой для определения потерь тепла с единицы длины трубопровода:

$$q = \frac{2\pi(T_l - T_m)}{\frac{1}{K_\delta} + \frac{1}{\lambda_{из}}\left(\ln\rho + \frac{1}{\rho B_i}\right)} \qquad (63)$$

$$T_l = \frac{1}{L}\int_0^L T(z)dz \quad ; \quad \rho = \frac{r_{из}}{r_т} \quad ; \quad B_i = \frac{\alpha r_l}{\lambda_{из}} \qquad (64)$$

$K_Б$-коэффициент теплопередачи трубопровода без теплоизоляции, отнесенной к единице длины; $\lambda_{из}$- коэффициент теплопроводности изоляционного материала; **T(Z)** - распределение температуры по длине трубопровода; $r_{из}$-наружный радиус теплоизоляции; $r_т$ - наружный радиус трубопропровода; α - коэф-

фициент теплоотдачи от поверхности теплоизолятора к окружающей среде; ρ - отношение радиуса изоляции к радиусу трубы.

Полную потерю тепла при движении по реальному трубопроводу определяем из выражения:

$$\Delta Q = (1{,}1 \div 1{,}15)(L + \sum l_{экв}) \cdot q \qquad (65)$$

где **L**-длина трубопровода; $l_{экв}$- длина трубопровода, эквивалентная по тепловым потерям фланцу и другим элементам арматуры трубопровода.

При движении от устья скважины до участка **L** температура смеси уменьшится на величину:

$$\Delta T = \frac{\Delta Q}{G_{cm} \cdot C_{cm}} \qquad (66)$$

$$\Delta T = T_{у} - T_{д} \qquad (67)$$

где $G_{см}$-весовой расход смеси; $C_{см}$- теплоемкость смеси; T_{g}- допустимое снижение температуры;$T_{у}$- температура на устье скважины.

Таким образом, для определения диаметра и теплопроводности теплоизоляционного материала имеет зависимость

$$(1{,}1 \div 1{,}15) \cdot \frac{2\pi(T1 - Tm)}{\frac{1}{K\delta} + \frac{1}{\lambda из}\left(\ln\rho + \frac{1}{\rho Bi}\right)} \cdot \left(L + \Sigma l экв\right) = Gcm \cdot Ccm\left(T у - T д\right. \qquad (68)$$

которая содержит две неизвестные величины $\lambda_{из}$ и $r_{из}$. В случае известности $\lambda_{из}$ теплоизоляционного материала легко находится величина $r_{из}$, т.е. толщина теплоизоляции. При этом следует учесть экономически выгодный предел толщины теплоизоляционного слоя, который определяется из условия меньшей стоимости изоляции по сравнению со стоимостью теряемой тепловой энергии и затратами на мероприятия по борьбе с парафинизацией и гидратообразованием вследствие охлаждения потока за время эксплуатации **t**. Сопоставление стоимости изоляции и тепловых потерь можно произвести при известной стоимости монтажа одного метра трубопровода $C_{м}$, ман./м, единицы объема изоляционного материала $C_{из}$, ман/м^3, тепловой энергии $C_{т}$, ман./кДж и срока эксплуатации **t**.

При этом стоимость эксплуатации 1м трубопровода будет:

$$C = qtC_T + \pi(r_{из}^2 - r_T^2) \cdot C_{из} + C_{т} \qquad (69)$$

где **q**-удельные потери тепла с 1м длины трубопровода.

Тогда расчетная формула будет иметь вид:

$$Э = \frac{\rho \cdot \left(\rho \ln \rho + \frac{1}{B_i}\right)^2}{\rho - \frac{1}{B_i}} \qquad (70)$$

Расчет при этом ведется в следующей последовательности: задаются величинами $\lambda_{из}$, λ_1, $C_т$, $C_{из}$, **t** определяют параметры **Э** и B_i. По формуле (70) определяют ρ и проверяют условия (70) с целью соблюдения условия T_g>T критическое. Для упрощения расчетов по формуле построены зависимости экономических критериев **Э** от ρ для ряда значений параметра, результаты которых приведены на рис. Из этих рисунков, по данным **Э** и B_i определяют ρ и находят оптимальную толщину по формуле:

$$\delta = r_т(\rho - 1) \qquad (71)$$

Покажем, что технологические мероприятия, например, увеличение дебита скважин несущественно влияет на конечную температуру нефтепровода в сравнении с теплоизоляцией.

Расмотрим различные погодные условия и примем,что для смеси справедлива формула Шухова.

Тогда очевидно, что

$$\frac{1}{a_л} \ln \frac{T_g - T_{кл}}{T_{ул} - T_{мл}} = \frac{1}{a_з} \ln \frac{T_g - T_{мз}}{T_{уз} - T_{мз}} \qquad (72)$$

где T_g-допустимый уровень температуры на участке длиной; $T_{мл}$- температура моря в летнее время; $T_{ул}$- температура на устье скважины; $T_{из}$, $T_{уз}$- вышеназванные температуры зимой.

По данным ВНИИ температура на устье скважины при изменении дебита существенно не изменяется и для условий Азербайджана описывается формулой:

$$T_y = 62{,}4 \cdot e^{0{,}003Q} - 46{,}4 \qquad (73)$$

Из этой зависимости следует, что увеличение дебита скважины в 2 раза приводит к увеличению температуры на устье лишь на 2^0С.

Считая теплофизические свойства флюидов постоянными, из (73) имеем:

$$\frac{G_з}{G_л} = \frac{\ln\dfrac{T_g - T_{мл}}{T_{ул} - T_{мл}}}{\ln\dfrac{T_g - T_{мз}}{T_{уз} - T_{мз}}} \qquad (74)$$

Из соотношения (74) можно определить такой дебит скважины, который бы позволил сохранить допустимый уровень снижения температуры на участке трубопровода длиной:

Пусть, например T_g=30^{0}С; $T_{мл}$=20^{0}С; $T_{мз}$=10^{0}С

$T_{ул}$=50^{0}С, тогда $G_з/G_л$=1,55

Таким образом, для сохранения в зимнее время года температуры T_g=30^{0}С необходимо дебит скважины увеличить на 55%, что не всегда представляется возможным по технологическим причинам.

Вышеописанный способ теплозащиты нефтегазопроводов является мощным средством борьбы с парафино и гидратообразованием и может быть с особой эффективностью использован при обустройстве нефтегазовых месторождений с суровыми климатическими условиями. [35]

Разработанный процесс теплоизоляции нефтегазопроводов отличается большой технико-экономической эффективностью.

4.3. Анализ температурных режимов подводных нефтегазоколлекторов.

При проектировании подводных нефтегазоколлекторов для упрощения гидравлических расчетов процесс перекачки принимают изотермическим. Такое упрощение вносит погрешность в расчеты, величина которой будет тем больше, чем выше скорость движения газожидкостной смеси, короче трубопровод и надежная теплоизоляция трубопровода.

Если в литературе можно встретить различные варианты расчетов температурных режимов газо и нефтепроводов, проложенных по суше, то термодинамика процессов движения нефтегазовой смеси по подводному трубопроводу освещена еще недостаточно.

При движении нефтегазовой смеси по подводному трубопроводу, ее начальная температура намного выше температуры окружающей среды. По мере движения смеси по трубопроводу, ее температура падает до тех пор, пока не сравняется с температурой окружающей среды, играющей роль естественного холодильника. В дальнейшем под влиянием эффекта Джоуля-Томсона температура движущейся смеси должна была бы падать, но окружающая среда становится нагревателем, поэтому температура смеси остается постоянной.

Влияние температуры на реологические свойства газожидкостной смеси обуславливается многими факторами. При понижении температуры вязкость природных и попутных газов снижается, а вязкость нефти растет; растворимость газа в нефти уменьшается, соответственно увеличивается количество свободного газа в трубопроводе, что приводит к увеличению потерь давления.

В данной работе обобщается имеющийся экспериментальный материал по следующим вариантам прокладки подводного трубопровода Ду 300 (рис. 24): 1) неизолированного; 2) покрытого двумя слоями полимерной ленты; 3) обетонированного; 4) покрытого теплоизоляцией из пенополиуретана.

Потери тепла в подводном трубопроводе зависят от величины коэффициента теплопередачи, отнесенного к единице длины. Для неизолированной трубы коэффициент теплопередачи K определяется по формуле:

$$K = \frac{1}{\dfrac{1}{\alpha_1 \pi d_1} + \dfrac{1}{\lambda \pi d_{ср}} \ln\dfrac{d_2}{d_1} + \dfrac{1}{\alpha_2 \pi d_2}} \left[\frac{\text{ккал}}{\text{м·ч·}^0\text{C}}\right] \qquad (75)$$

Для трубы с однослойной изоляцией

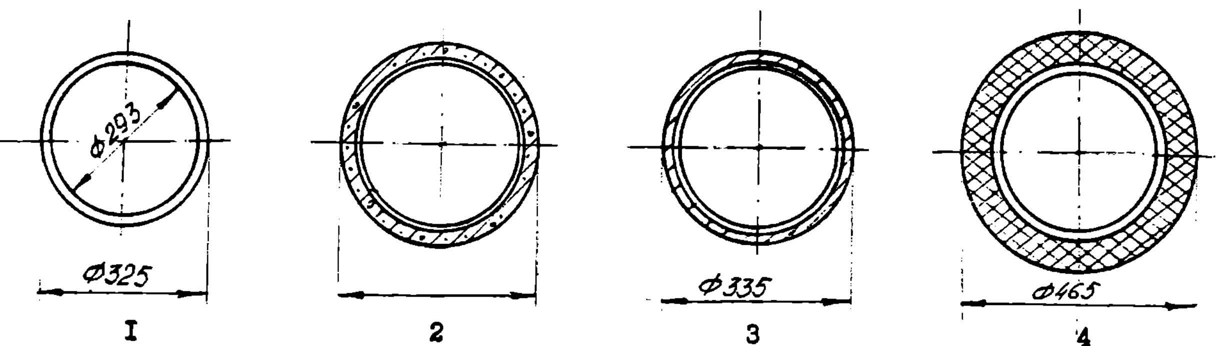


Рис.24 Варианты теплоизоляции подводного трубопровода

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \pi d_1} + \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \ln\frac{d_{из}}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 \pi d_{из}}} \left[\frac{ккал}{м \cdot ч \cdot {}^0C}\right] \quad (76)$$

Для трубы с двухслойной изоляцией:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha 1 \pi d1} + \frac{1}{2\pi\lambda из} \ln\frac{dиз}{d2} + \frac{1}{2\pi\lambda из2} \ln\frac{dиз2}{dиз1} + \frac{1}{\alpha 2 \pi dиз2}} \left[\frac{ккал}{м \cdot ч \cdot {}^0C}\right] \quad (77)$$

где α_1 - коэффициент теплоотдачи газожидкостной смеси к стенке трубы, ккал/м час ^{0}С; α_2- коэффициент теплоотдачи наружной поверхности трубы, характеризующий окружающую среду; d_1 и d_2- диаметр трубы, соответственно внутренний и наружный, м; λ, $\lambda_{из1}$, $\lambda_{из2}$ - соответственно коэффициенты теплопроводности трубы, последовательно слоев изоляции, ккал/м час ^{0}С.

Коэффициент λ берется при средней температуре газожидкостной среды, а $\lambda_{из1}$, $\lambda_{из2}$ - при температуре окружающей среды.

Начальная температура газожидкостной смеси на входе в стояк подводного трубопровода может определяться непосредственно замером. Однако при проектировании режимов работы нефтегазосборной сети в начальной стадии разработки морского месторождения такие данные часто отсутствуют из-за необустроености стационарных платформ. В этом случае температуру нефтегазовой смеси можно определить аналитическим способом.

Для определения температуры t_1 необходимо знать давление и температуру на устье скважины и задаться начальным давлением подводного трубопровода P_1.

Снижение температуры смеси обуславливается действием эффекта Джоуля - Томсона при прохождении газа через штуцер. При этом потерями тепла в окружающий нетеплоизолированный трубопровод воздух можно пренебречь.

Изменение температуры газожидкостной смеси в под-

водном трубопроводе происходит по нелинейному закону; темп ее изменения отличается от определенного теоретически по формуле Шухова.

Погрешности в расчетах температурных режимов подводных нефтегазоколлекторов компенсируется вводом поправочных эмпирических коэффициентов, полученных анализом опытных и расчетных данных по нефтегазоколлекторам протяженностью 3-5 км на месторождениях Сангачалы-Дуванный-море и Нефтяные Камни.

При определении коэффициента теплопередачи [26] следует учесть, что передача тепла от газожидкостной смеси к стенке трубы происходит при турбулентном режиме течения. Удельная теплоемкость и коэффициент теплоотдачи смеси определяется по усредненному массовому расходу смеси.

Передача тепла от стенки трубы в окружающую среду в условиях моря происходит при конвективном теплообмене. Подводный трубопровод, лежащий на твердом грунте, постоянно смывается потоком воды, интенсивность которого зависит от силы течения в данном районе моря. Если донные осадки представлены илом, то трубопровод оказывается погребенным песчано- глинистыми отложениями, до предела насыщенными водой. В обоих случаях в теплообмене участвует вода, объем которой практически бесконечен. Для конвективного теплообмена коэффициент теплоотдачи [17] зависит от наружного диаметра трубы при прочих равных условиях.

Исходное уравнение для определения длины участка трубопровода X_0, в котором происходит теплообмен, составлено на базе формулы Шухова:

$$X_0 = \frac{1}{B}\ln\left[\frac{BL\cdot(t_1 - t_2)}{\varphi D_i\cdot(P_1 - P_2)} + 1\right] \qquad (78)$$

где

$$B = \frac{24K\pi D_{вн}}{\rho_{см}\cdot Q_{см}\cdot C_{Рсм}} \qquad (79)$$

$D_{вн}$- внутренний диаметр трубы, м; $C_{рсм}$- теплоемкость смеси, ккал/кг ^{0}С; **K**- коэффициент теплопередачи, ккал/м^2 час ^{0}С; **L**- длина трубопровода, м; $\rho_{см}$- плотность смеси, кг/м^3; $Q_{см}$- объемный расход смеси, м^3/сутки (при параметрах перекачки);

t_1- начальная температура смеси, ^0C; t_2- температура окружающей среды,^0C; φ - истинное газосодержание потока в линейной части; P_1- давление в начале трубопровода, кгс/см^2; P_2- давление в конце трубопровода, кгс/см^2.

В качестве примера рассмотрим тепловой режим нефтегазоколлектора, транспортирующего газожидкостную смесь с месторождения Гюнешли. Начальные условия для расчета представлены в табл. 4

Таблица 4

Параметр для расчета	Условное обозначение	Размерность	Трубопровод 325 х 16 действующий	проектируемый
Массовый расход нефти	$G_н$	кг/сек	2,641	16,160
Массовый расход газа	$G_г$	кг/сек	0,37	2,190
Давление на устье	P_y	кгс/см^2	100	100
Давление на входе в трубопровод	P_1	кгс/см^2	14,0	40,0
Давление в конце трубопровода	P_2	кгс/см^2	6,0	6,0
Истинное газосодержание	φ	б/р	0,477	0,545
Плотность смеси	$\rho_{см}$	кг/м^3	452,0	367,7
Коэффициент гидравлического сопротивления	$\lambda_{см}$	б/р	0,026	0,0198
Опред. критерий Рейнольдса	$R_{lсм}$	б/р	20030	60819
Среднее давление в трубопроводе	$P_{ср}$	кгс/см^2	8,6	24,57
Плотность нефти	$\rho_н$	кг/м^3	864	864
Плотность газа	$\rho_г$	-"-	0,77	0,77
Температура на устье скважины t_y	^0C	t_y	40	40
Адиабатный дроссель-эффект метана	D_i	^{0}С/кгс/см^2	0,347	0,347

Расчет производим одновременно по двум вариантам транспорта газожидкостной смеси:

1.Определяем температуру нефтегазовой смеси на входе в стояк подводного трубопровода по формуле:

$$t_1 = \frac{2{,}641 \cdot 40 + 0{,}37(40 - 0{,}347 \cdot 86)}{2{,}641 + 0{,}37} = 36{,}3^0 C \qquad (80)$$

$$t_1 = \frac{16{,}160 \cdot 40 + 2{,}19(40 - 0{,}347 \cdot 86)}{16{,}160 + 2{,}19} = 37{,}1^0 C \qquad (81)$$

Следовательно, начальную температуру смеси можно принять равной t_1=40^{0}С.

2.Средняя температура стенки трубопровода на участке теплообмена составит: $t_{ср}$=0,5(40+5)=22,5^{0}С.

3. Приняв температуру стенки трубы равной $t_{ср}$, а температуру изоляционных материалов равной температуре окружающей среды, определим их теплофизические параметры. Расчетные формулы сводим в табл. 5.

Таблица 5

Материал, среда	C_p ккал/кг^{0}С	λ ккал/м час^{0}С	ρ кг/м^3
сталь углеродистая	1,96+8,78*10^{-4} +20*10^{-7}	67,45 - 0,049	7850
Нефть	0,440	0,096	864
Газ попутный	0,525	0,21	0,77
Вода	1,0	65,6	1000
Бетон песчаный	3,22+26,33*10^{-4}	1,22 - 6,75	1900
Пенополиуретан	---	0,058	260
Полимерная лента	6,6	0,17	1600
Ткань асбостеклянная	---	0,143+2,16*10^{-4}	400

4. С учетом вышеизложенного определяем значения коэффициентов теплоотдачи α_1 и α_2.

Таблица 6.

Характеристика изоляции трубопровода	Режим работы трубопровода	α_1 ккал	α_2 ккал	K ккал	B
		м^2 час ^{0}С	м^2 час ^{0}С	м^2 час ^{0}С	
	действующий	115,3	100,9	48,5	0,092
Неизолированный	проектируемый	276,9	100,9	66,2	0,00205
	действующий	115,3	87,5	26,5	0,005
Обетонированный	проектируемый	276,9	87,5	31,0	0,001
Покрытый полимерной	действующий	115,3	84,8	12,0	0,0023
лентой	проектируемый	276,9	84,8	19,0	0,0006
Покрытый пенополиуре-	действующий	115,3	70,5	1,5	0,0002
таном	проектируемый	276,9	70,5	2,5	0,0001

5. Находим значения коэффициентов теплопередачи по формулам (80) с учетом того, что коэффициент мокрой теплоизоляции увеличивается в 1,5 раза . Результаты расчетов сведены в табл. 6.

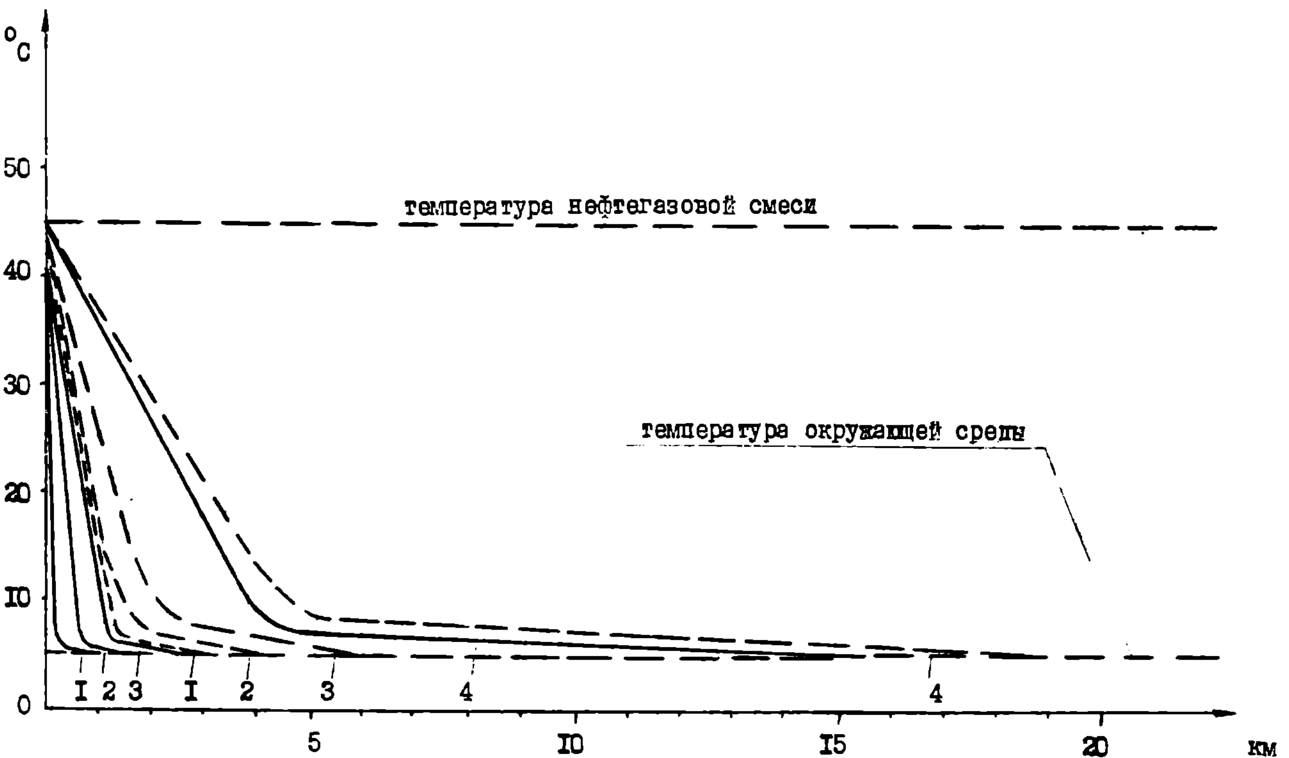


Рис.25 Диаграмма температурных режимов подводного трубопровода

Коэффициент **В** вычислен по формуле (78) с учетом увеличения коэффициента теплопередачи для условий моря.

6. По формуле (78) находим длины участков трубопроводов, на которых происходит активный теплообмен. Результаты расчетов представлены в виде диаграмм на рис. 25.

Кроме того, приведенный пример теплового расчета трубопровода, транспортирующего газожидкостную смесь, позволит решать ряд обратных задач по определению толщины и типа изоляции трубопровода, а также задач по определению конечной температуры нефтегазовой смеси.

5. ВИБРАЦИЯ НА ПРОМЫСЛОВЫХ ОБОРУДОВАНИЯХ ПРИ ДВИЖЕНИИ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА.

5.1. Методы определения параметров вибрации опор трубопроводов.

Случайные нагрузки, испытываемые опорами эстакад при движении автотранспорта, приводят к тому, что опоры эстакады и жестко связанные с ним опоры трубопроводов вибрирует в вертикальной плоскости.[33].

Упомянутая вибрация приводит к возбуждению колебаний трубопроводов. Опора эстакады и жестко связанная с ней опора трубопровода представляет собой сложную стержневую систему. Так как для практических инженерных расчетов существующими строительными нормами рекомендуется учитывать только основную форму колебаний сооружения [28], то для получения удобных для практических расчетов формул рассмотрим опору эстакады и опору трубопровода как систему с одной степенью свободы.

Случайные силы , нагружающие опору эстакады , имеют характер стационарного случайного процесса. В рамках корреляционной теории случайный процесс определяется заданием первых двух моментов распределения: математическим ожиданием и корреляционной функцией.

В нашем случае интерес представляет центрированный случайный процесс с нулевым математическим ожиданием. Корреляционная функция задается выражением вида:

$$K(\tau) = \sigma_k^2 e^{-\alpha(\tau)} \qquad (82)$$

где σ^2 - дисперсия силы, нагружающей опору; α^2- постоянная, имеющая размерность, обратную времени.

Численное значение указанных параметров определяется анализом процесса движения автотранспорта по эстакадам.

Спектральная плотность, соответствующая корреляционной функции (82), определяется по формуле:

$$\delta k = \frac{\sigma_k^2}{\pi} \cdot \frac{\alpha}{\omega^2 + \alpha^2} \qquad (83)$$

Дифференциальное уравнение колебаний опоры трубопровода запишется так:

$$Mx''+M\frac{\omega\delta}{\pi}x'+\omega_1^2Mx = R(t) \qquad (84)$$

где **M**-масса колеблющихся конструкций эстакады и трубопроводов; ω_1-частота собственных колебаний опоры эстакады; σ- логарифмический дискремент затухания колебаний; **R(t)**- случайная сила, вызывающая колебания и определяющаяся корреляционной функцией .

5.2. Расчет пульсации давления в нефтегазосборных коллекторах.

Совместный транспорт нефти и газа по газонефтесборным коллекторам сопровождается пульсацией давления. Величина пульсации давления зависит от параметров, характеризующих движение газожидкостной смеси : $V_{см}$, расходное газосодержание β, внутренний диаметр трубопровода **D**, плотность нефти $\rho_н$,среднее давление $P_{ср}$, кинематическая вязкость нефти ν. [12]

Пульсация давления представляет собой стационарный процесс, определяющийся своим математическим ожиданием и спектральной плотностью или корреляционной функции . Давление в газонефтесборном коллекторе представим как сумму среднего давления $P_{ср}$ и переменного слагаемого, представляющего случайный процесс с нулевым математическим ожиданием **P(t)**. Исследование процесса пульсации давления в газонефтесборных коллекторах систем сбора нефти и газа на морских месторождениях Азербайджана показало, что спектральную плотность пульсации давления можно аппроксимировать выражением :

$$S(w) = \frac{\alpha\sigma^2}{\pi}\cdot\frac{\omega^2+\alpha^2+\eta^2}{(\omega^2-\alpha^2-\eta^2)^2+4\alpha^2\omega^2} \qquad (85)$$

Корреляционная функция процесса пульсации давления, соответствующая спектральной плотности [85] может быть определена применением обратного преобразования Фурье. После соответствующих вычислений получаем для корреляцион-

ной функции пульсации давления следующее выражение :

$$K(\tau) = \sigma_k^2 e^{-\alpha\tau} \cos\eta\tau \qquad (86)$$

Параметры σ , α , η, характеризующие спектральную плотность и корреляционную функцию процесса пульсации давления, являются функциями параметров характеризующих движение газожидкостной смеси по газонефтесборному коллектору.

5.3. Обоснование спектральных плотностей пульсации давления морских нефтегазопроводов.

Известно, что при транспорте газожидкостных смесей наблюдается ряд осложнений, одним из которых является повышенная вибрация трубопроводов. Возбуждение указанной вибрации происходит вследствие пульсации давления, которая сопровождает совместный транспорт двухфазной системы. Особую опасность представляет собой вибрация трубопроводов, прокладываемых на морских эстакадах.

Для решения вопросов динамической устойчивости трубопроводов при транспорте газонефтяных смесей необходимо иметь аналитическое выражение для спектральной плотности пульсации давления. Построение спектральной плотности пульсации давления приведено в работе [18]

Целью данной статьи является построение спектральной плотности пульсации давления при транспорте двухфазной системы в промысловых газонефтепроводах различных диаметров и различных средних давлениях и аппроксимация экспериментальных кривых аналитическим выражением.

Пульсация давления двухфазной системы в трубопроводе представляет собой стохастический процесс, который при установившемся режиме транспортировки является непрерывным, стационарным .

Для анализа воспользуемся корреляционной теорией стохастических процессов. В рамках корреляционной теории процесс считается полностью заданным, если известно математическое ожидание и корреляционная функция . В данном случае математическое ожидание равно среднему давлению в трубопроводе. Для построения корреляционной функции непре-

непрерывный процесс необходимо дискретизировать во времени с шагом квантования.

На рис. 26, 27 представлены графики спектральных плотностей пульсации давления при значении расходного газосодержания β=0,8, а также параметров, характеризующих движение газонефтяной смеси.

Расчеты, поведенные по формуле для определения значения критической скорости смеси, при которой раздельный режим движения переходит в пробковый режим , показывают, что спектральные плотности пульсации движения, представленные на рис. 26 , соответствуют пробковому режиму движения газожидкостной смеси, а спектральные плотности пульсации давления, представленные на рис. 27, раздельному режиму движения газожидкостной смеси.

Следует отметить, что спектральные плотности пульсации давления при пробковом режиме характеризуются значительными по сравнению с раздельным режимом величинами и частотами. При раздельном режиме максимум приходится на частоты, лежащие вблизи нуля.

Сравнение спектральных плотностей пульсации давления, представленных на рис. 26, 27 показывает, что увеличение диаметра трубопровода при одинаковой скорости смеси приводит к увеличению амплитуды пульсации давления.

5.4. Статическая модель пульсации давления в трубопроводе при транспорте газожидкостных смесей.

При транспорте газожидкостных смесей по трубопроводам наблюдается пульсация давления, приводящая к возбуждению колебаний трубопроводов. В работе сделана попытка построить математическую модель пульсации давления на основе результатов проведенных экспериментов в промысловых условиях.Пульсация давления при транспорте газонефтяной смеси представляет собой стохастический процесс со спектральной плотностью, описываемый формулой:

$$S(\omega) = \frac{\alpha\sigma_p^2}{\pi} \cdot \frac{\omega^2 + \alpha^2 + \eta^2}{(\omega^2 - \alpha^2 - \eta^2)^2 + 4\alpha^2\omega^2} \qquad (87)$$

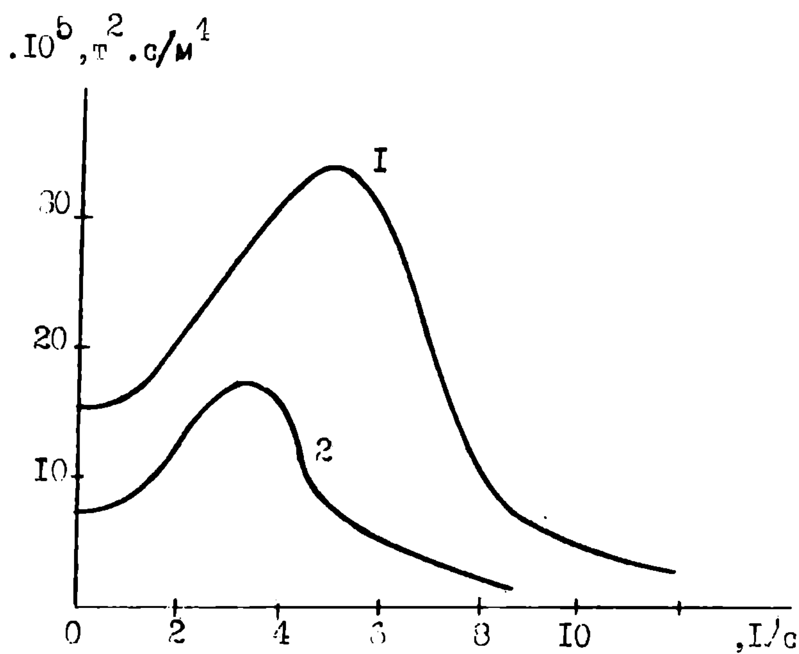


Рис. 26 Сравнение движения газожидкостной смеси

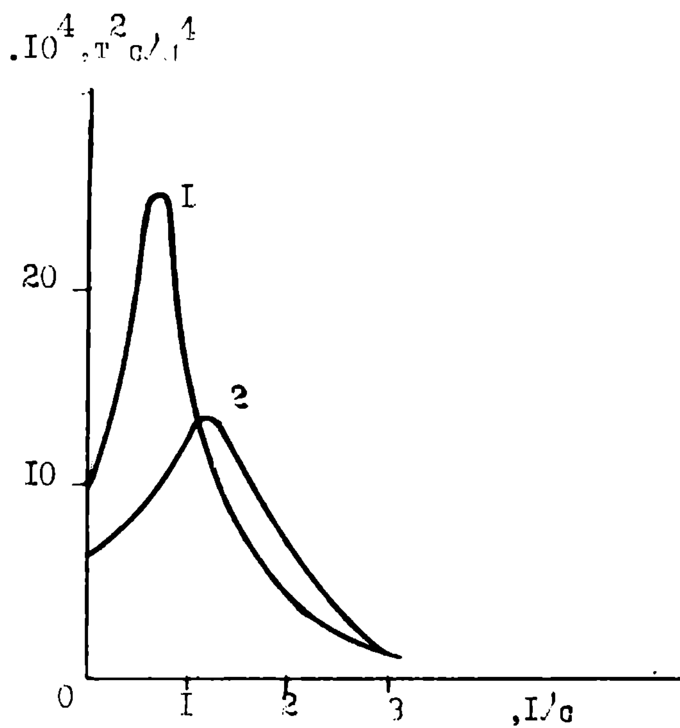


Рис. 27 Сравнение спектральных плотностей пульсации давления

Параметры σ^2, α и η характеризующие спектральную плотность, зависят от следующих параметров, характеризующих движение газонефтяной смеси; $V_{см}$-скорость смеси, м/с; $\rho_{см}$-плотность смеси, кг/с^2/м^4; $\rho_{ср}$- среднее давление,кгс/см^2; **D**-диаметр трубопровода,м; ν- кинематическая вязкость жидкости, м^2/с. [20]

Скорость смеси определяется по формуле:

$$V_{cm} = \frac{Q_{г/р}+Q_{ж}}{F} \qquad (88)$$

где $Q_{ж}$-секундный объемный расход жидкости; $Q_{г/р}$-секундный объемный расход газа при трубном давлении; **F**-площадь поперечного сечения трубопровода.

Плотность смеси определяется по формуле:

$$\rho_{cm} = \rho_{н}(1-\beta) + \rho_{г}\beta \qquad (89)$$

где $\beta = \dfrac{Q_{г/р}}{Q_{г/р}+Q_{ж}}$ - расходное газосодержание.

Следует отметить, что при β->1 пульсация давления стремится к нулю. Следовательно, параметры, характеризующие спектральную плотность, должны зависеть от $\rho_{см}$-$\rho_{г}$.

После некоторых преобразований получим:

$$\rho_{cm} - \rho_{г} = (\rho_{ж} - \rho_{г})(1-\beta) \qquad (90)$$

Воспользовавшись методами теории размерности [73], можно получить формулы, связывающие параметры $\sigma_{р}$, α и η с параметрами, характеризующими движение двухфазного потока.

Диапазон изменения факторов, влияющих на движение газожидкостной смеси, представляющий наибольший интерес с точки зрения обустройства морских месторождений Азербайджана, представлен в табл. 7.

При этом приняты значение относительной плотности веса нефти $g\rho_{н}$=860кг/см^3, кинематическая вязкость ν=0,3 10^{-4} м^2/с.

Комбинация значений факторов в каждом опыте , обеспечивающая равномерный охват значений последних в экспериментах, дается матрицей планирования, взятой из работы [30]. Своебразием проведения активного эксперимента, в

нашем случае является невозможность изменения параметров перекачки по действующему трубопроводу; в этом случае для каждого эксперимента необходимо подбирать свой трубопровод с параметрами перекачки, соответствующими матрице планирования. Указанное возможно лишь благодаря высокоразвитому нефтепромысловому хозяйству морских месторождений Азербайджана .

Таблица 7

Уровень	$V_{см}$ м/с	$P_{ср}$ кг/м^2	D м	β
Верхний	6	12*10^4	0,5	0,95
Нижний	2	8*10^4	0,3	0,8

На рис 28 приведен график зависимости стандарта [σ] стохастического процесса пульсации давления P=8 10^{4}кг/м^2 и диаметра D=0,3м от скорости смеси при различных значениях газосодержания. Следует отметить, что с ростом скорости смеси стандарт процесса резко возрастает .

На рис. 29 приведена зависимость постоянной η от скорости смеси при различных значениях расходного газосодержания.

Отметим, что с ростом скорости смеси величины η и α также возрастают,т.е. с увеличением скорости смеси частота, на которую приходится максимум значения спектральной плотности пульсации давления, повышается.

5.5. Влияние ветрового потока на динамическую устойчивость продуктопроводов.

Вибрация трубопроводных систем, сооружаемых на морских эстакадах приводит в ряде случаев к разрушению труб, что является источником аварий на морских месторождениях, а также приводит к загрязнению окружающей среды. Вибрация продуктопроводов, прокладываемых по морским эстакадам, вызывается различными причинами. Причины возбуждения вибрации в продуктопроводах приведены в табл. 8 .

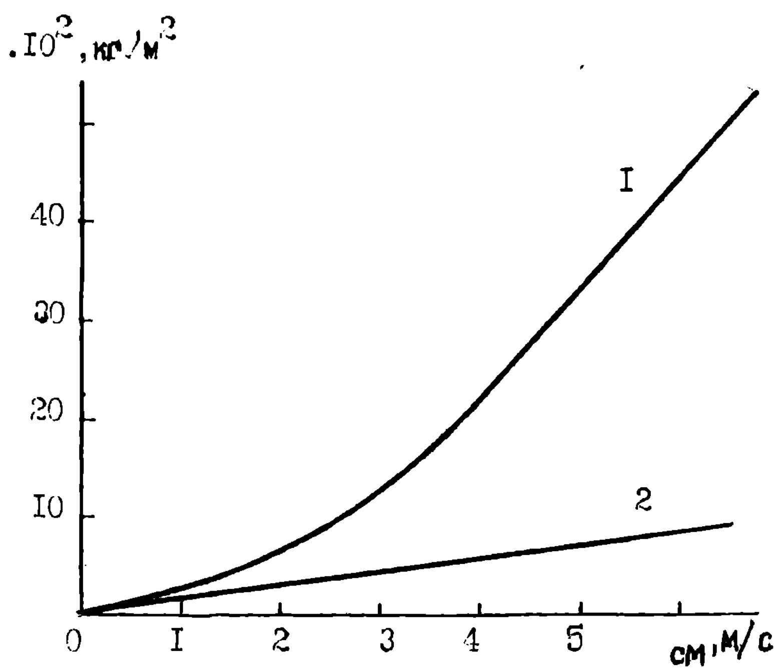


Рис.28 Зависимость стандарта от стохастического процесса пульсации давления

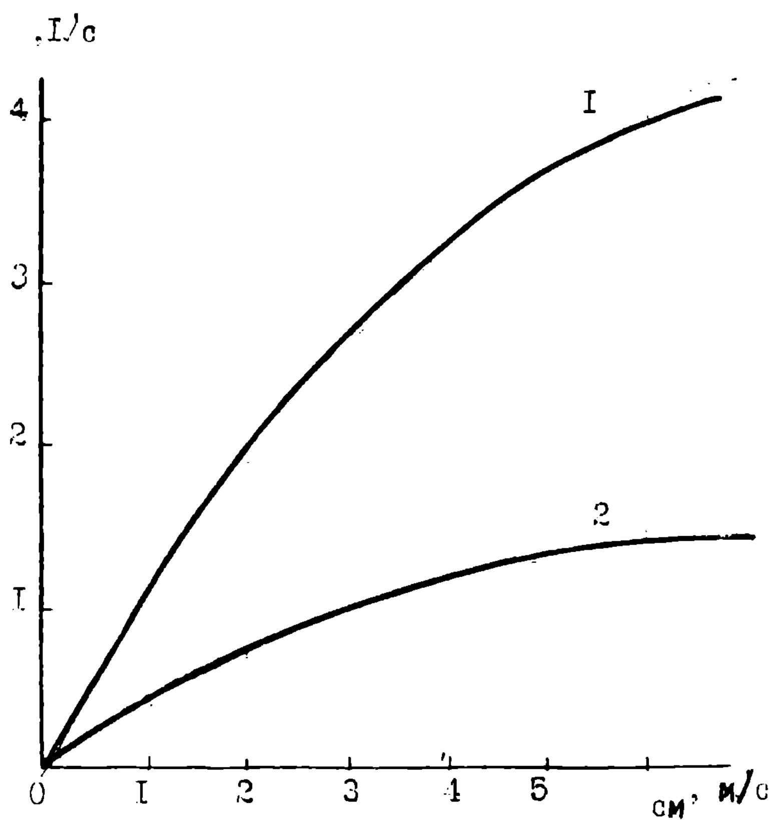


Рис.29 Зависимость от скорости смесей при различных значениях расходного газосодержания

Таблица 8

Причина возбуждающая вибрацию	Характер возбуждения	Вид трубопровода
Пульсация давления транспортируемого продукта.	Параметрический	Газонефтесборные коллектора
Колебания опор трубопроводов,возбуждаемые движением автотранспорта по		
по эстакадам.	Кинематический	Все виды трубопроводов
Ветровой поток	Аэроупругий	-"-

Данная работа посвящена вопросам возбуждения колебаний трубопроводов, прокладываемых на морских эстакадах ветровым потоком.

При обдувании инженерных сооружений потоком воздуха образуются так называемые вихревые дорожки Кармана. Механизм образования вихревой дорожки Кармана изучен в аэродинамике экспериментально и теоретически . Для частоты сбегания вихрей предложены формулы:

$$V = KV \quad (91)$$

$$K = \frac{2\pi S^i}{d} \quad (92)$$

V- скорость ветра; **D**-диаметр трубы; **S**^{i}- число Струхаля.

Амплитуда силы, действующей на неподвижный диаметр, может быть определен по формуле:

$$q_0 = C_y \frac{\rho V^2 d}{2} \quad (93)$$

где ρ- плотность воздушного потока.

Эксперименты показывают, что значение коэффициента ρ=0,5 ÷1,00

Рассмотрим два случая воздействия ветрового потока на трубопровод.

В первом случае ветровой поток направлен по оси трубы, а во втором случае- перпендикулярно оси трубопровода. Расчетная схема для случая, когда линия действия ветра и ось трубопровода параллельны, приведена на рис. 30. Опоры трубопровода заменены пружинами, имеющими эквивалентную жесткость C_1 и C_2, которые предполагаются различными. Указанная замена возможна потому, что конструктивные элементы , на которые опираются трубопроводы, представляют собой упругие элементы с малой жесткостью.

Подъемная сила, действующая на трубу, обозначена:

$$V = \frac{dC_y}{d\alpha} l \frac{\rho V^2}{2} bl \qquad (94)$$

Анализ устойчивости решения указанной системы уравнений может быть проведен известными методами.

Помимо решения системы уравнений необходимо учесть частные случаи:

1. Жесткость левой опоры меньше жесткости правой опоры.

$$C_1 < C_2$$

В этом случае при достижении ветром скорости

$$V_{кр} = \sqrt{\frac{2C_1C_2b}{\rho \frac{dC_y}{d\alpha} \cdot C_1(a-b) + C_2a}} \qquad (95)$$

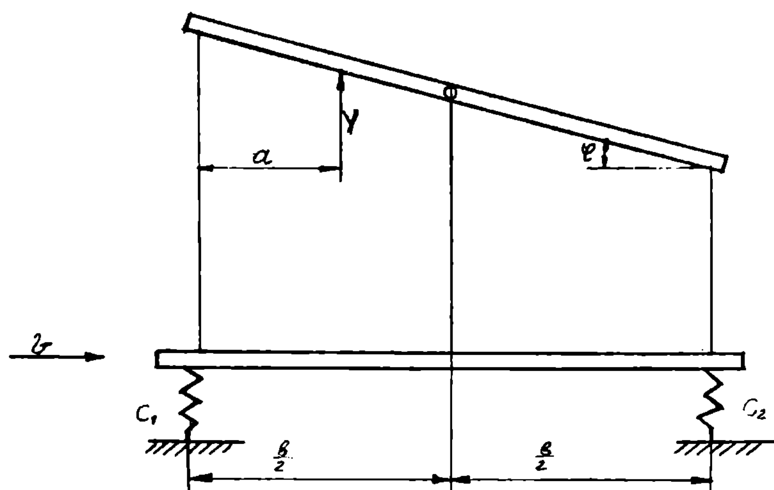
Возможен апериодический уход трубопроводной системы из состояния равновесия, а колебательная форма неустойчивости невозможна. Таким образом, в рассматриваемом случае возможна дивергенция.

2. Жесткость правой опоры меньше жесткости левой опоры

$$C_1 > C_2$$

В этом случае при достижении ветром скорости

$$V_{кр} = \sqrt{\frac{2C_1C_2b}{3\rho \frac{dC_y}{d\alpha} \cdot \frac{C_1^2 - C_1C_2 + C_2^2}{C_1 - C_2}}} \qquad (96)$$



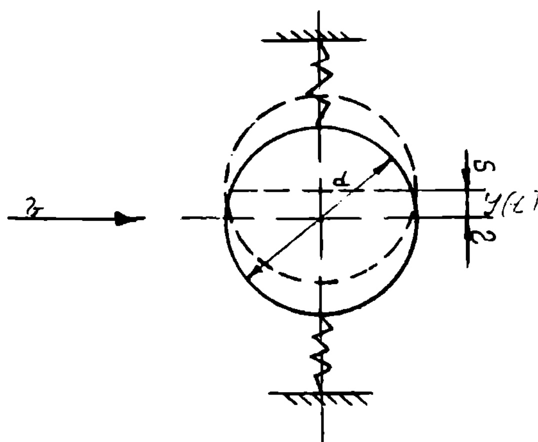


Рис.30 Влияние ветрового потока на динамическую устойчивость продуктопроводов

наступает классический флаттер системы.

Амплитуда колебаний трубопроводной системы будет возрастать. Следует отметить, что если ось жесткости располагается дальше от передней кромки, чем центр тяжести, то трубопроводная система устойчива против флаттера. Указанный вывод следует иметь ввиду при расположении на трубопроводе тяжелой арматуры.

3.В случае равенства жесткостей правой и левой пружин

$$C_1=C_2$$

система не теряет устойчивости. Указанный случай наиболее благоприятный и к нему необходимо стремится при проектировании трубопроводных систем.

Для оценки влияния ветрового потока, направленного перпендикулярно оси трубы, на напряжения в стенки трубы с учетом вибрации, возбуждаемой ветровым потоком представим решение уравнения колебания продуктопровода, рассматриваемого как балка на двух опорах, в виде:

$$Y(xt) = \frac{Y(x)}{Y_{max}} Y(t) \qquad (97)$$

где Y_{max}-максимальный прогиб; **Y(x)**- уравнение оси трубопровода; **Y(t)**- функция, зависящая от времени, уравнение которой будет приведено ниже.

Максимальное значение изгибающего момента можно определить по формуле:

$$M_{max} = EJ \frac{Y(x)}{Y_{max}} \cdot \frac{d^2Y(x)}{dx}\bigg|_{x=\frac{l}{r}} \qquad (98)$$

5.6. Исследование вибрации в промысловых продуктопроводах при движении двухфазных жидкостей.

Транспортировка нефтепродуктов и газа является одной из важных задач в нефтедобывающей, нефтехимической и газовой промышленности. Поэтому естественно, что развитие трубопроводного транспорта тесно связано с историей нефтяной промышленности. Транспорт нефти и нефтепродуктов по магис-

тральным продуктопроводам в условиях моря по себестоимости перевозок является самым дешевым видом трубопроводного транспорта.

Продуктопроводы работают в разнобразных условиях, находятся под воздействием значительных давлений и высоких температур, подвергаются коррозии и претерпивают периодические охлаждения и нагревы. При перекачке двухфазной жидкости с пульсирующим давлением происходит параметрическое колебание продуктопровода. Устойчивость его, кроме собственных параметров системы, зависит также от параметров перекачиваемых жидкостей. [31]

Для надежной работы продуктопроводов имеет большое значение не только рабочее давление и температура среды, но и материал, из которого изготовлен продуктопровод.

Основными причинами повреждений трубопроводов являются нарушение правил технической эксплуатации и невыполнение при строительстве технических условий производства и приемка строительно-монтажных работ по сооружению магистральных трубопроводов, при неудовлетворительной защите трубопровода от коррозии и вследствие появления повышенных температурных колебаний. Наиболее характерными повреждениями являются разрывы кольцевых сварных стыков, разрывы трубопровода по целому месту. Разрывы продольных швов по целому месту трубы, а также полные разрывы кольцевых швов являются тяжелой аварией, для устранения которой трубуется продолжительное время. В связи с этим перед проектировщиком совершенно справедливо возникает вопрос, как выбрать расчетную схему с учетом всех характерных причин разрушения, чтобы она соответствовала реальным эксплуатационным условиям. С этой точки зрения большой практический и теоретический интерес представляет исследование трубопровода, проложенного на морских эстакадах. Определение внешних и внутренних усилий в таком трубопроводе можно производит различными способами. Наиболее оптимальным и эффективным способом мы считали рассмотрение трубопровода как плоскопространственную статически неопределимую систему, состоящую из прямолинейных и криволинейных участков. Здесь учтено , что наряду с названными выше усилиями на трубопровод действуют вет-

ры, силы инерции, силы, создаваемые различными движущимися механическими средствами, и другие воздействия. Эти силы возмущают продуктопровод и вследствие этого отдельные участки продуктопровода приходят в колебательное движение. Одновременно колеблется и эстакада, над которой лежит продуктопровод. Поэтому принимаем, что колебание продуктопровода происходит не на жестких , а на упругих основаниях и естественно расчет таких продуктопроводов представляет значительные трудности.

Из-за трудностей полного расчета в качестве первого приблежения продуктопровод рассматривается как многопролетная балка, лежащая на жестких основаниях. В дальнейшем получены результаты уточняются коэффициентом, учитывающим податливость отдельных опор. Наиболее опасным с точки зрения прочности в работе считали участок, заключенный между двумя жесткими закреплениями с компенсатором. Между двумя жесткими закреплениями трубопровод расположен на скользящих опорах. [29]

Рассматриваемая расчетная схема представляет собой многопролетную балку, при расчете которой учтены следующие силы:

1- собственный вес трубопровода-$q_{вес}$; 2-реактивная сила струи $P=\gamma F V^2_ж g^{-1}$; 3- силы инерции собственной массы балки - $m_t \frac{\partial V}{\partial t}$; 4- силы инерции массы жидкости $m_ж \frac{\partial V_ж}{\partial t}$; 5- силы инерции, связанной с кривизной потока $-m_ж V_ж^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial x^2}$

5.7. Расчет амплитуды колебаний УНСП, возбуждаемых волнением.

На Нефтяных Камнях эксплуататируется укрупненный нефтесборный пункт (УНСП).

Этот НСП должен заменить ряд существующих нефтесборных пунктов, а также укрупнить небольшие производствен-

ные объекты.

Данный новый объект (УНСП) отвечает современным требованиям, предъявляемым по охране окружающей среды .

УНСП представляет собой сложное гидротехническое сооружение с достаточной несущей способностью.

В практике обустройства нефтяных месторождений Каспийского моря гидротехническое сооружение данной конструкции впервые запроектировано и сдано в эксплуатацию .

Конструкция основания состоит из 4-х призмообразных блоков. Глубина моря у объекта сооружения составляет 19 м. Высота сооружения над уровнем моря (во время штиля) равна 10 м.Площадь между блоками занята фермами, спаренными промежуточными секциями. Отдельные блоки связаны между собой подводными системами, несущие большие нагрузки. На площадке имеется 4 отстойника емкостью по 600м^3 каждый .

На сооружение в целом действует статическая и динамическая силы (определение статической нагрузки дано в различных литературах), которые образуются в результате амплитуды колебаний, ветра и возможных землетресений .

Схема расчета УНСП приведена в виде:

$$q = q\left(t \cdot e^{-\frac{(x-1)^2}{2\pi\sigma B}} \cdot m\right) = \begin{Bmatrix} m_1, 0 < x < l_2 \\ m_2, l_2 < x < L \end{Bmatrix} \quad (99)$$

Его колебание определяется по следующей формуле:

$$EJ\frac{\partial^4 Y}{\partial X^4} - \frac{\delta}{\pi\omega 0}EJ\frac{\partial^5 Y}{\partial X^4 \partial t} + m\frac{\partial^2 Y}{\partial t} - \frac{EF}{2L}\int_0^4\left(\frac{\partial Y}{\partial X}\right)^2 \cdot \frac{\partial^2 Y}{\partial X^2} - q_{волн} = 0 \quad (100)$$

где **Ej**-жесткость конструкции; δ-арифметический декремент затухания; ω_0-частота колебания; **m**-масса; **F**-площадь поперечного сечения; **L**-длина; $q_{волн}$-волновая нагрузка.

$$q_{волн} = q(t) \cdot e^{-\frac{(x-1)}{2\pi\sigma D}} \quad (101)$$

Используя метод Бубнова-Галеркина в данном уравнении, переходим от частных производных к обыкновенным производным. Поэтому, довольствуясь только первым приближением, получаем формулу для амплитуды колебаний

$$\frac{d^2a}{dt}+\frac{\delta\omega_0}{\pi}\cdot\frac{da}{dt}+\omega^2a=-ja^3+F(t) \qquad (102)$$

Здесь **F(t)**-волновая нагрузка; **j**- коэффициент нелинейного затухания.

Численные значения **F(t)** и **j** определяются по следующей формуле:

$$F(t)=q(t)\frac{\int_0^4 e^{-\frac{(x-1)}{2\pi\sigma}}\cdot\varphi_1(x)dx}{\int_0^4 mY_1^2dx} \qquad (103)$$

$$j=\frac{\int_0^4 \frac{EF}{2L_a}\int_0^4\left(\frac{d\varphi_1}{dx}\right)^2\cdot dx\frac{d^2\varphi_1}{dx_2^2}}{\int_0^4 m\varphi_1^2dx} \qquad (104)$$

Здесь φ_1 - начальная специальная функция определяется методом Бубнова- Галеркина.

Рассмотрим два возможных случая на морских нефтяных месторождениях:

1. Случай нерегулярного волнения.

В этом случае **F(t)** проявляется как случайный процесс и принимается как стационарная функция. (рис. 31)

Уравнение решается в следующем виде:

$$a=A\cos(\omega_0t+\varphi) \qquad (105)$$

$$a=\omega A\sin(\omega_0t+\varphi) \qquad (106)$$

здесь **A**- амплитуда процесса; φ-фаза процесса.

Здесь φ_1 - начальная специальная функция определяется методом Бубнова- Галеркина.

Рассмотрим два возможных случая на морских нефтяных месторождениях:

1. Случай нерегулярного волнения.

В этом случае **F(t)** проявляется как случайный процесс и принимается как стационарная функция. (рис. 31)

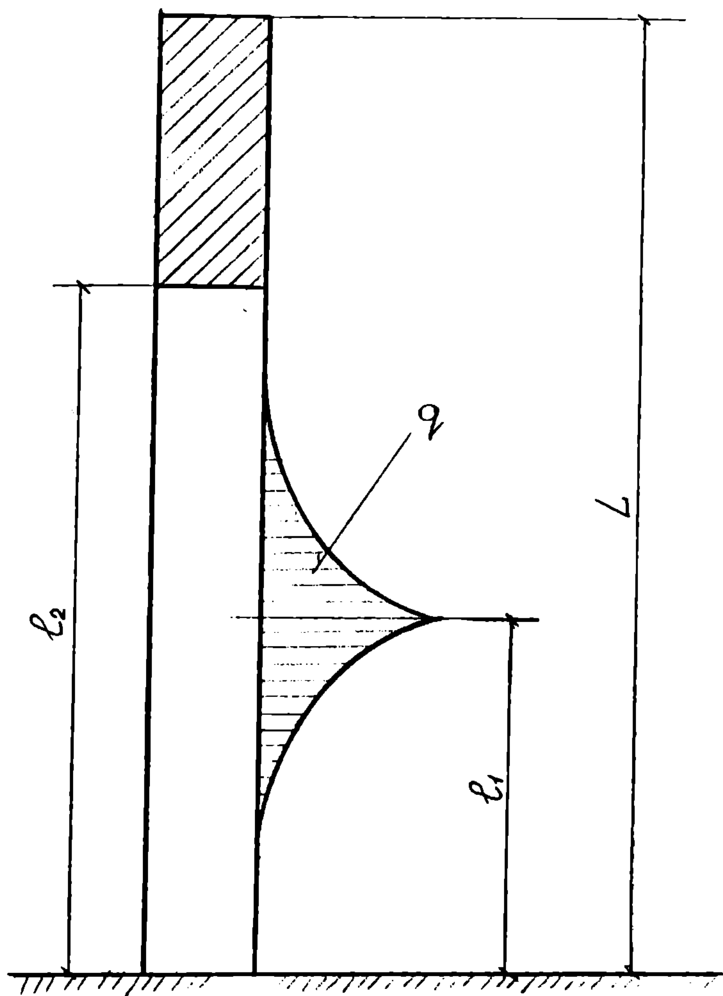


Рис.31 Определение амплитуды колебаний

Уравнение решается в следующем виде:

$$a = A\cos(\omega_0 t + \varphi) \qquad (105)$$

$$a = \omega A\sin(\omega_0 t + \varphi) \qquad (106)$$

Здесь **А**- амплитуда процесса; φ-фаза процесса.

$$\frac{\partial W}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial A}\left(-\frac{\beta_0 A}{2} + \frac{G_k(\omega)}{4\omega^2 A}\right)W(A) \qquad (107)$$

Здесь **G_F(ω)-F(t)**- спектральная плотность процесса.

Для стационарного случая решение уравнения Колмогорова имеет следующий вид:

$$W(A) = \frac{A \cdot 4 \cdot \omega_0^2 \cdot \beta_0}{G_F(\omega)} \exp\left[\frac{4 \cdot \omega_0^2 \cdot A^2}{G_F(\omega)} \cdot \frac{\beta_0}{2}\right] \qquad (108)$$

Таким образом, для УНСП математическое ожидание амплитуды колебания определяется следующим образом:

$$M[A] = \pi\sqrt{\frac{G_F}{8\omega^2\delta}} \qquad (109)$$

2. Случай регулярного волнения .

В этом случае **F(t)** является детерминированной функцией. А уравнение принимает вид уравнения Дюффинга (совместно с правой частью):

$$F(t) = F_0 \cdot \sin\omega_B t \qquad (110)$$

здесь ω_B- частота волнения моря.

Уравнение Дюффинга в формуле решается следующим образом:

$$a = A \cdot \sin\omega_B t \qquad (111)$$

Учитывая (102) в (110), в соответствии с методом Бубнова-Галеркина находим интегральное тождество, приравнивая к нулю:

$$J = \int_0^{2\frac{\pi}{\omega}} \left[\ddot{a} + \frac{\delta\omega_0}{\pi}\dot{a} + \omega^2 a - ja^3 - F_0 \cdot \sin\omega_B t\right] a\,dt = 0 \qquad (112)$$

После интегрирования амплитуда колебания определяется как корни уравнения:

$$\frac{3}{4}jA^3 + (\omega_0^2 - \omega^2)A - F_0 = 0 \qquad (113)$$

Уравнение (113) необходимо довести до численного решения. Численный анализ (113) и (109) показывает, что при незначительном волнении величина амплитуды колебания совпадается с результатом, полученным от решения уравнения.

Для проверки расмотренной волновой теории на УНСП были проведены экспериментальные исследовательские работы.

Волнение было смоделировано прикосновением судна с УНСП. Его вибрация измерялась комплектом приборов К001. Измерительные приборы были прикреплены к поясу жесткости УНСП.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Разработана принципиальная технологическая схема обустройства стационарных платформ на 24 и более скважин, охватывающая все процессы и операции на платформах с кустами скважин, с применением всех способов эксплуатации при разных устьевых давлениях и различных характеристиках продукции, с нагнетанием пластовой и морской воды в пласты с целью поддержания давления.На основании анализа опыта разработки нефтегазовых месторождений и эксплуатации гидротехнических сооружений на шельфе Каспийского моря установлены принципиальные отличия методики определения рентабельности сроков разработки с учетом сроков службы гидротехнических сооружений.

2. Разработана методика и предлагается формула и кривые для определения количества скважин, которое можно пробурить с одной стационарной кустовой платформы в зависимости от принятой сетки скважин на разрабатываемом месторождении, от достигнутого уровня бурения наклонно направленных скважин с учетом требований эксплуатации, а также от количества одновременно разрабатываемых базисных горизонтов.

3. Анализ результатов расчетов показал, что при принятых исходных данных примерно до 850000 Нм^3/сут высоты факельной установки необходимо рассчитывать из условия допустимого теплоизлучения поверхности у основания факельной установки. Исходя из конструктивных особенностей стационарных платформ и стальных гидротехнических сооружений, применяемых на шельфе Каспийского моря, факельные установки могут быть вынесены на расстояние 50м от зоны опасной для людей. Допустимая интенсивность теплоизлучения пламени на этом расстоянии должна быть не более 5 МДж (м^{2}ч).

4. Внедрение на Нефтяных Камнях, м/р Бахар, Булладениз укрупненных нефтесборных и нефтегазосборных пунктов позволило ликвидировать существующие нефтесборные пункты на морских промыслах, сократить количество сборных пунктов, уменьшить площадь застройки и металлоемкости используемого оборудования сократить количество обслуживающего персонала.

5. С увеличением расходного газосодержания возрастает коэффициент гидравлического сопротивления, достигая максимума при $\beta_{кр}$=0,75-0,8 , затем резко уменьшается. При больших значениях числа $R_{есм}$>=12000. $\lambda_{см}$- практически не изменяется для фиксированных значений числа Фруда. Численная оценка величины удельных потерь давления показывает, что рациональной является эксплуатация нефтегазопроводов при $\beta>\beta_{кр}$, т.е. при экономичном туманном режиме с максимальной пропускной способностью.

6. В связи с падением давления по длине трубопровода истинная плотность и скорость смеси являются величинами переменными, приводящими к непрерывному увеличению гидравлического уклона, из-за возрастания сопротивления трения. Кривая падения давления будет иметь параболический вид. Для механизации расчета трубопроводов, быстрого выбора соответствующего типоразмера при совместном транспорте нефти и газа в вычислительном центре института "Гипроморнефтегаз" нами были выполнены численные интегрированные уравнения для широкого диапазона условий работы нефтегазопроводов диаметром от 6 до 36 дюйма, начальное давление 10,0 МПа, конечное давление равно атмосферному. В зимних условиях при температуре воды в море +5^{0}C следует ожидать увеличения давления в трубопроводе до 1,4 МПа.

7. Приведенные исследования позволяют нам определить, что при выборе схемы и оптимальных технологических параметров трубопроводов сбора и транспорта расчет рельефных трубопроводов должен вестись по элементам. Так, восходящий к платформе стояк должен рассматриваться как добывная скважина, а нисходящий стояк как нагнетательная.

8. Наиболее рациональной схемой является лучевая схема сбора продукции с определением узловых платформ. Данная схема будет работоспособной и на газлифтный период эксплуатации, когда давление на крайних платформах составит не более 2,0 МПа ; создание лучевой схемы сбора продукции МСП со сосредоточением первой ступени сепарации на узловых платформах позволяет сократить технологическое оборудование на МСП. Для месторождений, расположенных на глубоководной ак-

ватории Каспия, внутрипромысловый сбор и транспорт продукции целесообразно осуществлять по лучевой схеме от морских кустовых стационарных платформ и далее до центральных морских пунктов сбора при давлениях 4,0 МПа на фонтанный период,1,5 МПана транспортнефтегазовой меси и на газлифтный период бескомпрессорный транспорт газа.

9. В начальный период разработки месторождения сбор и транспорт продукции платформ осуществляется по однотрубной системе, при переходе на газлифтный способ эксплуатации осуществляется по двухтрубной системе, газ под давлением сепарации и жидкость откачиваются насосами.На основании анализов экспериментов при наличии капельной жидкости в потоке газа снижается производительность газопровода. При транспортировке газа в объеме 15 млн. $м^3$/сут по магистральному газопроводу протяженностью 50км и диаметром 720 мм. Содержание в потоке газа 15г/$м^3$ капельной жидкости снижает производительность трубопровода до 16%.

10. Резкого снижения тепловых потерь и стабилизации теплового режима, независимо от погодных условий, можно достигнуть теплоизоляцией подводных нефтегазопроводов высокомеханизированным способом напыления замкнуто - пористого водонепроницаемого пенополиуретана. В отличие от неизолированных теплоизолированные подводные продуктопроводы в осенне-зимний период работают выше $Т_{кр}$, что исключает их парафинизацию и гидратообразование.

11. Анализ работ позволяет, на стадии проектирования газонефтесборных коллекторов систем сбора и транспорта нефти и газа расчитывать величину пульсации давления, а также предсказывает появление резонансных колебаний. Пульсация давления, имеющая место при совместном транспорте нефти и газа по трубопроводу, является причиной вызывающей параметрические колебания газонефтесборных коллекторов. Расматривая линейную задачу о параметрических колебаниях трубопровода, можно получить условие возбуждения параметрического резонанса.

12. В случае, когда ветровой поток направлен по оси продуктопровода, возможны случаи потери динамической устой-

чивости в виде дивергенции или в виде флаттера в зависимости от того, какая из опор трубопровода более жесткая. В случае равенства жесткостей опор потеря динамической устойчивости невозможна, а когда ось трубопровода и направление действия ветрового потока взаимно перпендикулярны, приведена простая расчетная схема и получена формула, позволяющая определить напряжение в стенки трубопровода в зависимости от скорости ветра.

13. На гидротехнические сооружения в целом действуют статическая и динамическая силы, которые образуются в результате амплитуды, ветра и возможных землетрясений. Ударные силы, образованные в результате волнения, могут создавать чувствительные колебания. Конструкция гидротехнических сооружений имеет достаточный запас прочности для противодавления сильным волновым ударом.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ АВТОРА

1. Алиев Н.А., Мамедов Ф.А., Мустафаев А.Р., Ширин-заде А.А. и др. Концепция реабилитации месторождения Гюнешли. Международная конференция "Каспийнефтгаз-96".Баку, 1996.

2. Абдуллаев Э.А., Джафаров А.А., Касимов Р.Ш. , Криман Р. И., Мамедов Ф.А., Панахов Р.А. Установка сепарации газа. - 1176907.

3. Абдуллаев М.М., Асплунд А.В., Джафаров А.М., Гусейнов Н.М.,Кантор А.Г., Курбанов Н.Ф., Мамедов Ф.А. и др. Проектирование морских подводных нефтегазопроводов. ВСН 51-9-86. Министерство газовой промышленности (Мингазпром).

4. Бабаев Ф.С. , Мамедов Ф.А., Ефремов Ю.В., Гаджи-заде Р.Х. Способ монтажа опорных блоков с трубчатыми стойками морской стационарной платформы. - 1447973.

5. Гусейнов Н.М., Мамедов Ф.А., Курбанов А.О., Лобач В.И. Новая технология прокладки трубопроводов подводной скважины. ВНИИМоргео. Сборник научных трудов. Обустройство морских месторождений нефти и газа, Рига, 1990.

6. Зейналов А.А., Мамедов Ф.А., Султанов Ф.Н., Гусейнов Н.М. Строительство глубоководного трубопровода на Каспийском море. Газовая промышленность, N7, 1984.

7. Ильяев Д.В., Мамедов Ф.А., Ханларова А.Г., Нагиева Я.М., Алиев А.Г. Особенности, методы исследования и проблемы диагностики морских подводных трубопроводов на глубоководном шельфе Каспийского моря. Трубодиагностика - 91: Современное достижение в области диагностики трубопроводов в СССР и за рубежом.Ялта, 1991.

8. Ибрагимов А.М., Саттаров Р.М., Гусейнов Ч.С., Гаджиев Ф.М., Мамаев А.А, Алимамедов А.С., Мамедов Ф.А.. Воздействие волн и течений на подводный трубопровод. ВСН-51-9-91. Миннефтегазпром.

9. Камышев М.А., Гусейнов Г.Г., Мамедов Ф.А. Промышленные испытания оборудования и технологии полуавтоматической подводной сварки, АНХ, N 7, 1975.

10. Камышев М.А., Гусейнов Г.А., Мамедов Ф.А. Таирли З.М. Промышленные испытания оборудования и технологии полуавтоматической подводной сварки, АНХ ,N 7, 1975

11. Кадымов Э.А., Ильяев Д.Б., Мамедов Ф.А. Исследование новой технологии ремонта морских подводных трубопроводов способом "мокрой" сварки. Научно-техн. конф. молодых ученых и специалистов по проблемам освоения нефтегазовых месторождений. Баку. 1989.

12. Керимов З.Г., Мамедов Ф.А., Искендеров Д.О., Мустафаев М.И. Исследование вибрации в промысловых продуктопроводах при движении в них двухфазных жидкостей. Министерство высшего и среднего специального образования Аз.ССР. Ученые записки, N 8 , 1977.

13. Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А. и др. Комплексная технология добычи нефти и газа. АНХ. N 1, 1974.

14. Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А. и др. К расчету потерь давления при движении нефтегазовой смеси в горизонтальных трубопроводах.. АНХ. N 8. 1974.

15. Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А. и др. Особенности гидравлического режима подводных нефтегазопроводов при критических скоростях и давлениях. Труды ВНИИОЭНГ "Современное состояние и перспективы развития морской нефтедобычи". 1974.

16. Кулиев Р.П., Вороненко А.И., Мамедов Ф.А.. Схема автоматизированного блочно-комплексного оборудования устья морских нефтяных скважин. Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. N 7. 1975.

17. Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А. и др. Экспериментальное изучение коэффициента теплоотдачи подводных нефтепроводов. АНХ. N 3. 1975.

18. Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А., Каменцер Б.А. О спектральных плотностях пульсации давления в морских нефтегазопроводах. АНХ. N 10. 1976.

19. Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А. и др. Горелка с дистанционным и автоматическим управлением процессов сжигания продукции при испытании скважин.БСП-01.Труды "Гипроморнефть" . Баку. Выпуск XV. 1977.

20. Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А., Каменцер Б.А. Статическая модель пульсации давления в трубопроводе при транспорте газожидкостных смесей. АНХ, N 4 , 1977.

21. Кулиев Р. П., Мамедов Ф. А. и др. Способ теплоизоляции трубопроводов - 604935.

22. Мамедов Ф.А.,Гумбатов Г.Г. и др. К расчету термической депарафинизации нефтегазопроводов растворителями. АНХ, N 3, 1972.

23. Мамедов Ф.А. Комплексная технологическая схема оборудования устья морских и нефтяных скважин. Труды "Гипроморнефть", Выпуск 14, Баку, 1973.

24. Мамедов Ф.А., Кулиев Р.П., Мамедбейли М.Р. Перспективы нефтегазоносности и основные направления обустройства площади им. 28 Апреля. Труды "Гипроморнефть". Баку. IV. 1973.

25. Мамедов Ф.А. Индустриализация обустройства нефтяных месторождений. Труды " Гипроморнефть". Выпуск VI, 1974.

26. Мамедов Ф.А., Кулиев Р.П. Тепловой режим подводных продуктопроводах . АНХ. N 2, 1974.

27. Мамедов Ф.А. и др. Температурный режим подводных нефтегазоколлекторов при течении газожидкостных смесей. Труды "Гипроморнефть" . Выпуск VI, 1974.

28. Мамедов Ф.А., Каменцер Б.А. Вероятностные методы определения параметров вибрации опор трубопроводов. Баку. Труды "Гипроморнефть". Выпуск IX, 1975.

29. Мамедов Ф.А., Каменцер Б.А. Нелинейные колебания морских газонефтесборных коллекторов. АНХ, N 3, 1976.

30. Мамедов Ф.А. Условие возбуждения параметрических колебаний трубопровода при транспорте газожидкостных смесей. Баку . Труды "Гипроморнефть", выпуск X. 1976.

31. Мамедов Ф.А., Каменцер Б.А. Расчет пульсации давления в газонефтесборных коллекторах. Баку. Труды "Гипроморнефть", выпуск X. 1976.

32. Мамедов Ф.А. Автоматизированный технологический блок сепарации и замера продукции скважин. Труды "Гипроморнефть". Баку, выпуск XIV, 1977.

33. Мамедов Ф.А. Влияние ветрового потока на динамическую устойчивость продуктопроводов. Труды "Гипроморнефть", Баку, выпуск XIV. 1977.

34. Мамедов Ф.А. Укрупненный нефтесборный пункт на

нефтяных промыслах. Труды"Гипроморнефть": Обустройство морских нефтяных и газовых месторождений. Баку. 1978.

35. Мамедов Ф.А. Теплоизоляция подводных нефтегазопроводов. Труды "Гипроморнефть". Выпуск XVI. 1978.

36. Мамедов Ф.А., Гусейнов И.М. К вопросу о расчете амплитуды колебаний УНСП, возбуждаемых волнением. АНХ N 6. 1978

37. Мамедов Ф.А. Унификация технических решений сбора, подготовки и транспорта продукции месторождений нефти и газа Каспийского моря. Всесоюзный научно-исслед. и проектный институт по подготовке к транспортировке и переработке природного газа. Сборник научных трудов, 1982.

38. Мамедов Ф.А. и др. Оценка потерь давления в подводных трубопроводах, транспортирующих газожидкостные смеси. АНХ. N 8, 1982 .

39. Мамедов Ф.А., Панахов Р.А., Байрамова Н.Н., Абдуллаев А.А. и др. Выбор режима подготовки к транспорту нестабильного конденсата месторождения. Газовая промышленность. Серия : Подготовка газа и газового конденсата. Выпуск II, 1983.

40. Мамедов Ф.А, Митронкин В.К., Гусейнов Н.М., Павленко Г.В. Подводно-технический комплекс для строительства и ремонта морских подводных трубопроводов. ВНИИМОРГЕО: Влияние внешной среды на проектирование и эксплуатацию морских нефтегазопромысловых сооружений. Сборник научных трудов, Рига, 1985.

41. Мамедов Ф.А., Алиев А.Д. и др. Вопросы проектирования системы сбора и транспорта продукции морских нефтяных месторождений на глубоководной акватории Каспия. АНХ N 3. 1986

42. Мамедов Ф.А., Ильяев А.В., Гусейнов Н.М. Исследование прочности подводного перехода газопровода Уренгой - Челябинск - Петровск при прокладке его в Куйбышевское водохранилище. Труды конференции . " Проблема создания новой техники для освоения шельфа". ВКМОП, НТО им. А.Н. Крылова. Горький, 1986.

43. Мамедов Ф.А., Кулиев Т.К. Гидравлический расчет рельефных трубопроводов на глубоководном месторождении

им. 28 Апреля. Министерство газовой промышленности . Сер.: Геология, бурение и разработка морских нефтяных и газовых месторождений. Выпуск N 1, 1987.

44. Мамедов Ф.А., Кулиев Р.П. и др. Теплообмен в системе скважины - выкидная линия морских месторождений . АНХ, N 3, 1988.

45. Мамедов Ф.А., Ахмедов Т.А., Касимов Д.А. К использованию плавучих технических систем для сбора и транспорта нефти на Каспийском море. ВНИИМОРГЕО. Сборник научных трудов. Обустройство морских месторождений нефти и газа, Рига, 1990.

46. Мамедов Ф.А., Али-заде Ф.А., Алиев В.Л. К вопросу автоматизации процессов добычи нефти на аварийных платформах для безлюдной эксплуатации. Международ. конф. "Каспийнефтегаз-96". Баку. 1996.

47. Мамедов Ф.А. , Эфендиев Т.Х. Способ сооружения участка трубопровода на морской стационарной платформе. - 1495557.

48. Мамедов Ф.А., Митронкин В.К., Гусейнов Н.М., Алиев К.Г., Павленко Г.В. Кесссон для ремонта подводных трубопроводов - 1214847.

49. Мамедов Ф.А., Джафаров А.М., Ахмедов Я.Ю., Караш Э.Б. и др. Организация и безопасное ведение работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов на континентальном шельфе СССР. РД 51-44-81. Министерство газовой промышлености.

50. Мамедов Ф.А., Мартынов С.П. и др. Сборник отраслевых стандартов безопасности труда. ОСТ-51-110-83, ОСТ-51-112-83, ОСТ-51-113-83. Министерство газовой промышлености.

51. Мамедов Ф.А., Ахмедов Я.Ю., Сорокин А.И., Цейтлин Л.И. Организация и безопасное ведение работ при ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов на континентальном шельфе : РД 39-4700803-6-90. Миннефтегазпром.

52. Мамедов Ф.А., Тимошин П.Д., Ахмедов Я.Ю., Шахбазов Д.А. Правила безопасности при строительстве и ремонте морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений на Каспийском море. Азербайджанская Государственная Нефтяная Компания.

53. Мамедов Ф.А., Велиев И.С., Тимошин П.Д., и др. Эксплуатация морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений на Каспийском море. СТО 39-820736002-01-91. "Каспморнефтегаз".

54. Мамедов Ф.А., Кулиев Р.П., Аллахвердиев М.И., Таирли З.М. и др. Инструкция по проектированию, сооружению и безопасной эксплуатации внутрипромысловых газопроводов и сетей на морских нефтегазодобывающих предприятиях Азербайджанской ССР. "Каспморнефтегаз"

55. Мовсумов А.А., Кулиев Р.П. Мамедов Ф.А. Гидравлический расчет трубопроводов при движении нефтегазовых смесей. Труды "Гипроморнефть". Баку, Выпуск IX, 1975.

56. Мотяков В.И., Мамедов Ф.А. и др. Некоторые особенности разработки морских нефтегазовых месторождений. Газовая промышленность, серия: Разработка и эксплуатация морских и газовых месторождений. Выпуск II, 1980.

57. Мотяков В.И., Мамедов Ф.А. и др. Расчеты факельных установок для морских нефтяных и газовых месторождений. АНХ, N9, 1980.

58. Мовсумов А.А., Курбанов Р.С., Эфендиев Н.Г., Рустамов К.Э., Мамедов Ф.А., Алиев А.Д. Методика оценки эксплуатационной надежности системы сбора,подготовки транспорта продукции морских месторождений с учетом требований охраны окружающей среды. Миннефтепром.

59. Мустафаев А.Р. , Мамедов Ф.А., Мехтиев Г.И. Изучение возможности применения газоконденсатов и качество топлива для дизелей, эксплуатируемых на морских объектах. АНХ N-1-2, 1996.

60. Нагайцев В.Ф., Векилов Э.К., Демидов Ф.М., Кручков В.Я., Марченко И.С., Мамедов Ф.А. и др. Правила пожарной безопасности на объектах нефтяной промышленности континентального шельфа. ППБОМ-88. Миннефтепром.

61. Сулейманов А.Б., Мамедов Ф.А., Бабаев С.Г., Энштейн Э.М. и др. Система сбора, подготовки и транспорта продукции месторождений нефти и газа континентального шельфа. Методика расчета надежности РД 51.47-82. Министерство газовой промышлености.

62. Сулейманов А.Б., Алиев Н.А., Мамедов Ф.А. и др. Новая технологическая схема обустройства стационарных платформ для добычи нефти и газа в море. АНХ, N 9, 1976.

63. Саттаров Р.М., Киясбейли Т.Н., Нуриев Н.Б., Искендеров Я.С., Ахмедов К.А., Исмайлов К.К., Мамедов Р.М., Мамедов Ф.А. и др. Методика гидравлического расчета параметров оптимального режима работы морских подводных трубопроводов при совместном движении нефти и газа. ПО "Каспморнефтегаз".

64. Сулейманов А.Б., Мамедов Ф.А., Аббасов И.А., Асадов Н.Б., Аснаби Ф.М., Диенок А.А., Кулиев Т.К. и др. Устройство для хранения нефти и нефтепродуктов -1752675.

65. Спиридонов В.В., Гехман А.С., Фигаров Н.Г., Кулиев Р.П., Мамедов Ф.А., Каменцер Б.А. Руководство по проектированию трубопроводов в шельфовых зонах морей (на эстакадах для акватории Каспийского моря). ВНИИСТ.

66. Эфендиев Н.Г., Мамедов Ф.А., Алиев А.Д., Кулиев Т.К. Концепция и принципиальные решения обустройства глубоководных месторождений нефти и газа Каспийского моря. ВНИИМОРГЕО. Сборник научных трудов : Обустройство морских месторождений нефти и газа. Рига, 1990

СОДЕРЖАНИЕ

Fazil Əli - Ağa oğlu Məmmədov
Dəniz neft və qaz yataqlarının abadlaşdırılması

Сдано в набор 25.03.1997. Подписано к печати 30.04.1997.
Бумага офсетная № 1. Формат 60x88 1/16. Усл. п.л. 8,75.
Тираж 300 экз. Заказ № 191. Цена договорная

Типография НПФ "Чашыоғлу"